





**COLEÇÃO DE ESTUDOS SOBRE
DIRETRIZES PARA UMA
ECONOMIA VERDE NO BRASIL**

Autores:

Luiz A. Horta Nogueira

Jonas Carvalheira Costa

Realização:

Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável - FBDS

www.fbds.org.br

Patrocinadores:

Ambev, BNDES, JSL, Light, Shell, Tetra Pak

Conselho Curador (FBDS):

Israel Klabin, Jerson Kelman, José Luiz Alquerés, Maria Sílvia Bastos

Marques, Philippe Reichstul, Rubens Ricupero e Thomas Lovejoy

Coordenação Geral (FBDS): Walfredo Schindler

Projeto e Coordenação Editorial:

Lília Giannotti // DaGema Comunicação // www.dagemacomunicacao.com.br

Entrevistas: Luísa Avelino

Revisão: Luíza Martins e Cecília Corrêa

Projeto Gráfico:

Chris Lima // Evolutiva Estúdio // www.evolutivaestudio.com.br

Diagramação:

Carolina Noury, Laís Célem, Mate Lelo // Evolutiva Estúdio

O Brasil é sede da Conferência das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável (RIO+20), marcada para junho de 2012. Fruto de uma longa caminhada pela conscientização da sociedade para a urgência de tratarmos nossa relação com o meio ambiente de maneira responsável, ética e sem comprometermos o futuro das próximas gerações, este encontro internacional é uma ótima oportunidade para revermos a trajetória das ações realizadas nos últimos anos, identificando sucessos e fracassos. Só assim poderemos ajustar nossas políticas e práticas rumo ao desenvolvimento sustentável.

O encontro traz também uma interessante proposta analítica chamada Economia Verde. Nessa perspectiva, estão reunidas as noções de uma economia de baixo carbono – com menores impactos sobre o equilíbrio climático, com uso eficiente dos recursos naturais e inclusão social. Realmente, é inconcebível acreditarmos em um desenvolvimento humano de longo prazo que não tenha essas premissas como alicerce.

A Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável (FBDS) completa 20 anos de existência no mesmo ano da RIO+20. Ao longo desse tempo, temos trabalhado para promover o debate entre os diferentes atores sociais (governos, academia, empresas, sociedade civil), como forma de alcançarmos as soluções necessárias rumo à sustentabilidade. Acreditamos que essas soluções surgirão do diálogo e de negociações entre as partes, fruto de políticas públicas claramente definidas, avanços tecnológicos, gestão eficiente e mobilização social.

No espírito de contribuir para os debates da RIO+20, a FBDS apresenta a coleção de estudos sobre **“Diretrizes para uma Economia Verde no Brasil”**, resultado de pesquisas e seminários realizados com importantes *stakeholders* que analisaram, discutiram, criticaram e apresentaram sugestões aos trabalhos elaborados por especialistas brasileiros nas áreas de energia, transportes, resíduos sólidos, agricultura, florestas, recursos hídricos e finanças.

Nesta coleção de cadernos de conteúdo, listamos as principais barreiras identificadas para o desenvolvimento de uma Economia Verde no Brasil, assim como propomos diretrizes que deverão ser adotadas pelas diferentes esferas do poder público, do setor produtivo e da sociedade civil organizada para, enfim, ajustarmos nossa trajetória de desenvolvimento.

Esse trabalho foi possível graças ao decisivo apoio financeiro e institucional oferecido por alguns dos mais importantes parceiros da FBDS, empresas não somente preocupadas, mas efetivamente engajadas na prática da agenda da sustentabilidade: AMBEV, BNDES, JSL, LIGHT, SHELL e TETRA PAK.

Israel Klabin, presidente da Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável – FBDS

PALAVRA DO BNDES

O BNDES, como principal agente de financiamento de projetos de desenvolvimento no Brasil, reconhece a importância de construir um modelo sustentável de crescimento para o país, pautado pelo uso eficiente dos recursos, pela preservação ambiental e pela inclusão social.

Além de considerar a variável ambiental na análise e acompanhamento de todos os seus investimentos, buscando sempre o padrão mais ecoeficiente, o BNDES financia iniciativas que geram benefícios diretos sobre a qualidade ambiental e a diminuição das desigualdades sociais e regionais no país.

Em 2011, os desembolsos associados à Economia Verde alcançaram R\$ 18,4 bilhões, com o apoio a projetos de energias renováveis, eficiência energética, gestão de resíduos e lixo urbano, transporte coletivo não poluente, bem como outras atividades que promovem a redução de emissões de carbono.

A expectativa para os próximos anos é a intensificação das contribuições à dinamização desses setores, com destaque para o incentivo à inovação em tecnologias verdes.

Um dos caminhos para a inovação é, sem dúvida, a multiplicação e divulgação do conhecimento por meio de estudos como os que estão oportunamente reunidos nas publicações Diretrizes para uma Economia Verde no Brasil.

O patrocínio a esse conjunto de publicações é, para o BNDES, uma oportunidade de estimular novas e melhores práticas, processos e comportamentos nos diversos setores da economia brasileira, mostrando que a preocupação ambiental é, sobretudo, economicamente positiva.



Luiz Augusto Horta Nogueira é Engenheiro Mecânico (UNESP, 1987), Mestre (1981) e Doutor em Engenharia (1987) pela UNICAMP. É Professor Titular do Instituto de Recursos Naturais da Universidade Federal de Itajubá. Foi Catedrático do Memorial da América Latina em 2007, Diretor Técnico da Agência Nacional do Petróleo de 1998 a 2004 e pesquisador visitante junto ao Wood Energy Program (FAO, Roma) e à CEPAL (Santiago). Publicou cinco livros sobre eficiência energética, bioenergia e cogeração.

A matriz energética brasileira ainda é considerada “limpa”. Com as recentes descobertas de reservas fósseis no país esse quadro tende a mudar?

De fato as fontes renováveis correspondem à quase metade da matriz energética brasileira. Entretanto, com a participação cada vez maior da geração termoeletrica, a partir de combustíveis como o carvão e o óleo,

as emissões de gases do efeito estufa (GEE) aumentarão muito na geração de energia elétrica. Mais alarmante talvez seja a possibilidade de o país vir a se tornar um grande produtor de petróleo. Ao contrário dos demais países, contamos com abundância de recursos naturais. Com as descobertas do pré-sal passamos a ter acesso também aos fósseis, o que é de fato uma riqueza, mas devemos ter cautela para manter a matriz energética saudável e cada vez mais sustentável. Não podemos ameaçar o modelo energético tão bem-sucedido adotado por décadas.

O Brasil tem grande potencial de produção de biomassa para fins energéticos. A questão da produção de alimentos e do uso de terras pode interferir na adoção desta tecnologia?

No caso do Brasil, esse questionamento não procede, uma vez que usamos uma parcela muito pequena do nosso território para essa finalidade energética e existem ainda grandes áreas que podem ser ocupadas na produção de alimentos, de fibras, de pastagens e de outros bens, inclusive energia. O país utiliza para todos os cultivos, inclusive o de cana, um décimo da metade do território brasileiro, o que confirma que uma grande área, principalmente de pastagens, que pode ser utilizada, desde que sejam introduzidos métodos melhores de gestão que incrementem a produtividade.

É possível promover no Brasil uma Economia Verde, baseada em fontes energéticas com baixo teor de carbono e valorizando o uso racional e eficiente dos recursos naturais?

Não só é possível como é necessário e urgente. O Brasil detém as condições necessárias em termos de recursos naturais e capacitação tecnológica, o que sinaliza a possibilidade de o país promover o desenvolvimento de energias renováveis e uso de materiais e insumos industriais também baseados em rota sustentável. Plásticos verdes, insumos da indústria química com uso de biomassa e de lenha são alternativas mais conhecidas e praticadas no Brasil do que em qualquer outro país do mundo. Prosseguir no desenvolvimento de uma matriz energética renovável, talvez seja o principal meio de promover a Economia Verde, que tem a nossa “cara”: a de um Brasil desejável.

CONTEXTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

O sistema energético brasileiro configura-se como um dos maiores, mais diversificados e mais integrados em todo o mundo. Reúne milhares de unidades produtoras, que convertem diferentes energias primárias, disponíveis na natureza, em vetores energéticos aptos para o uso final, colocados à disposição de milhões de consumidores mediante amplos sistemas de transporte, armazenamento e distribuição, cobrindo praticamente todo o território nacional. As tabelas 1 e 2 apresentam alguns parâmetros e indicadores do sistema energético brasileiro.

Não obstante sua magnitude atual, tal sistema ainda tende a crescer, na medida em que os índices de consumo de energia por habitante se mostram reduzidos frente aos dos países desenvolvidos, como indicado nas figuras 1 e 2 [página 7]. Neste contexto, é imperativo que tal expansão se desenvolva em bases sustentáveis, de modo coerente com as potencialidades e demandas brasileiras, para que seja possível promover uma Economia Verde, isto é, com baixa intensidade de carbono, uso racional dos recursos naturais e inclusão social.

Tabela 1 – Parâmetros do sistema energético brasileiro em 2011

Parâmetro	Unidade	Valor
Produção de petróleo	milhares de bbl/dia	2.137
Produção de gás natural	milhões de m3/dia	62,8
Capacidade de processamento das refinarias	milhares de m3/dia	332,7
Consumo de combustíveis líquidos	milhares de m3/dia	322,3
Capacidade instalada de geração elétrica	GW	115
Geração de energia elétrica	TWh	514,2
Oferta interna de energia elétrica	TWh	548,9
Consumo de energia elétrica	TWh	454,1

Fonte: MME, 2011 e ANEEL, 2011

Tabela 2 – Indicadores do sistema energético brasileiro em 2010

Indicadores	Unidade	Valor
Oferta interna de energia/População	tcp/hab	1,419
Oferta interna de energia/PIB	tep/103 US\$	0,1297
Oferta interna de energia elétrica/População	kWh/hab	2.877
Oferta interna de energia elétrica/PIB	tep/103 US\$	263

Fonte: MME, 2011

A matriz energética brasileira, correlacionando a oferta de diferentes fontes e a demanda de energia nos setores socioeconômicos, historicamente apresentou uma elevada participação das formas renováveis de energia, por conta da extensa e diversificada base de recursos energéticos renováveis, associada a uma disponibilidade limitada de reservas energéticas fósseis, quadro alterado apenas recentemente com as descobertas significativas de hidrocarbonetos na plataforma continental. Em 2010, o consumo total de energia no país atingiu 270,8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), com uma participação das fontes renováveis superior a 45%, bem acima da média mundial, em torno de 10% (MME, 2011).

Figura 1 – Evolução da intensidade do consumo de energia no Brasil (MME, 2011)

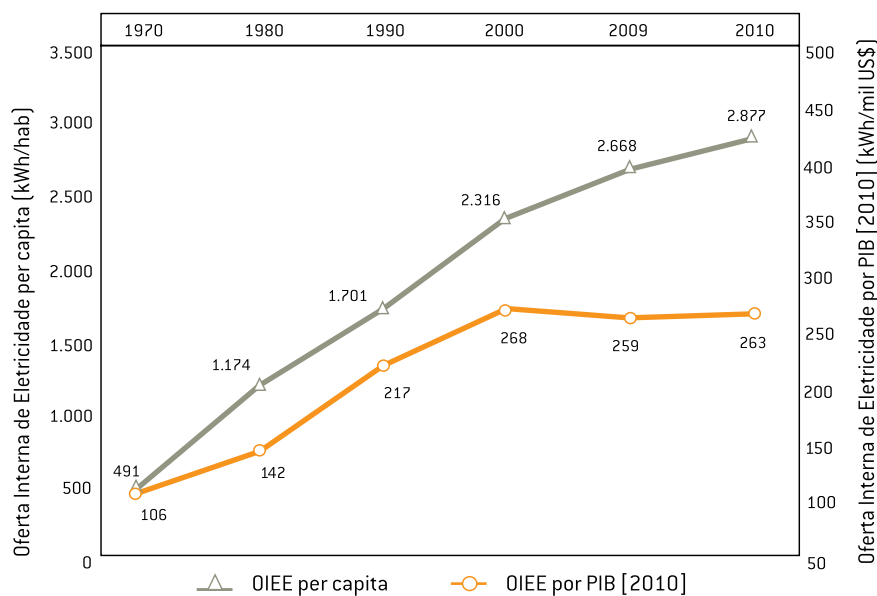
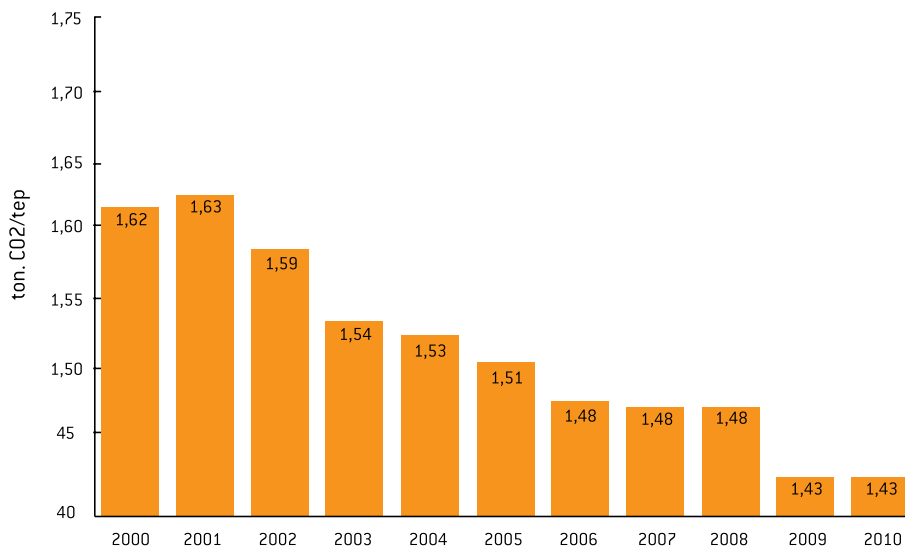


Figura 2 – Evolução das emissões específicas de gases de efeito estufa



Devido à menor participação das fontes fósseis na oferta energética, as emissões de gases de efeito estufa por unidade de energia, apresentadas na figura 2, situam-se atualmente entre as menores do mundo, cerca de 60% dos níveis médios globais (MME, 2011). Considerando valores observados em 2010, a figura 3 apresenta a distribuição da oferta interna de energia (produção - exportação + importação) por fonte primária, podendo se destacar que depois do petróleo, as principais fontes de energia no Brasil são a cana-de-açúcar e a energia hidráulica.

É no âmbito da geração de energia elétrica que a participação de fontes renováveis mais se destaca, com a expressiva participação das centrais hidrelétricas e térmicas utilizando biomassa, principalmente bagaço de cana-de-açúcar, em sistemas de cogeração nas usinas de etanol e açúcar, como pode ser observado na figura 4. Contudo, nos últimos anos tem sido observado um incremento da capacidade instalada em centrais utilizando combustíveis fósseis, como carvão mineral e óleo combustível, tendendo a reduzir a parcela de fontes renováveis na produção de energia elétrica. Como um contraponto a essa tendência, o aumento da contribuição da bioenergia e da energia dos ventos, observado nos últimos leilões de capacidade de geração promovidos pelo governo federal, podem resgatar a expansão das energias renováveis na oferta de eletricidade.

Caracterizado o atual cenário energético brasileiro, nos próximos tópicos serão abordados o potencial e o estado da arte das tecnologias energéticas baseadas em fontes renováveis e as políticas implementadas para fomentar o desenvolvimento e a utilização dessas tecnologias, considerando o quadro atual e as possibilidades futuras. Também será analisado de modo particular o quadro de avanços e desafios para o setor da bioenergia da cana-de-açúcar e alinhadas sugestões de ações e políticas públicas voltadas para fomentar o desenvolvimento das fontes renováveis de energia no Brasil.

Figura 3 – Composição por fontes primárias da oferta interna de energia no Brasil em 2010 (MME, 2011)

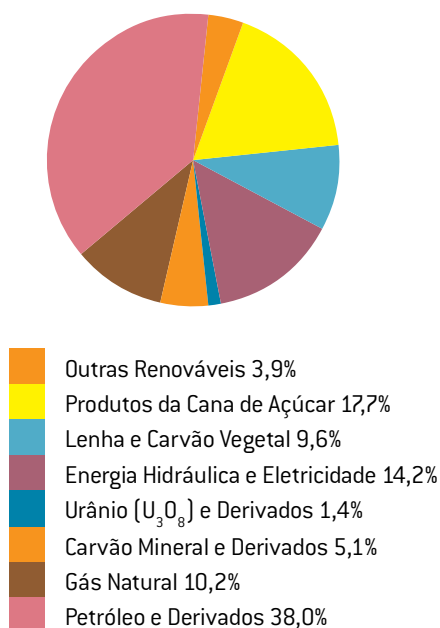
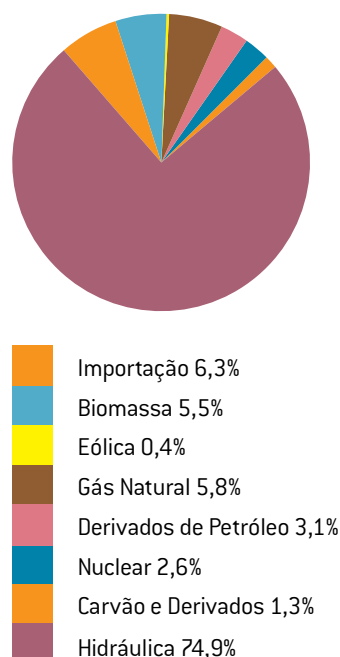


Figura 4 – Fontes primárias empregadas na produção de energia elétrica no Brasil em 2010 (MME, 2011)



POTENCIAL DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

O Brasil dispõe de abundantes recursos energéticos renováveis, ainda pouco aproveitados, especialmente a partir da energia solar em formas diretas e indiretas: bioenergia, energia hidráulica e eólica. A fração elevada da oferta interna de energia atualmente produzida por fontes renováveis tem se reduzido, em parte por causa do aumento na produção interna de petróleo e de gás natural. É fundamental resgatar e manter em um nível relevante a presença das energias renováveis na matriz energética. Além de importante para a diversificação da oferta energética em bases sustentáveis, promovem o desenvolvimento econômico e social, estimulando a implantação de novas indústrias e a geração de empregos de forma mais equilibrada entre as regiões brasileiras, reduzindo as assimetrias observadas no país e valorizando a zona rural.

Cabe observar ainda que o uso de fontes renováveis não significa o abandono dos recursos tradicionais, mas o desenvolvimento das fontes energéticas de uma forma abrangente, considerando a base de recursos e tecnologias existentes e ponderando seus impactos e benefícios de ordem econômica, social e ambiental.

No presente tópico, se apresenta um quadro do potencial energético disponível no Brasil para as mais importantes formas de energia renovável, desde a hidráulica, já extensamente utilizada, até a solar direta. Identificação e delimitação adequadas dos recursos energéticos são essenciais para promover sua efetiva utilização em bases sustentáveis, o que está necessariamente condicionado a considerações de ordem econômica e socioambiental.

Energia hidráulica

Dotado de um extenso sistema fluvial e contando com um clima favorável, o potencial hidroelettrico ainda disponível no Brasil é significativo, contudo está localizado em grande parte em regiões distantes dos centros de carga e associado a impactos ambientais relevantes. A estimativa deste potencial depende de estudos

detalhados, desde os iniciais sobre o potencial remanescente na bacia hidrográfica, até os que prossigam individualizando o aproveitamento [queda], além de estudos de inventário, de viabilidade, de projeto básico, com uma progressiva definição da potência a instalar e da energia que pode ser gerada. Naturalmente, decisões de ordem técnico-econômica.

De acordo com o PNE 2030, o potencial hidrelétrico no Brasil é estimado em 260 GW, sendo 126 GW o aproveitável [abatido o potencial de usinas em: operação, construção e processo de licenciamento - EPE, 2008]. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia, que, excetuando as obras pioneiras de Tucuruí (8.370 MW), Balbina (250 MW) e Samuel (216 MW), apenas nos últimos anos começam a ser exploradas em aproveitamentos como Santo Antonio (3.150 MW) e Jirau (3.450 MW) no Rio Madeira e Belo Monte (11.233 MW) no Rio Xingu.

A tabela 3 resume o potencial hidrelétrico segundo essa referência, especificado por estágio dos aproveitamentos e bacias hidrográficas. Cabem as seguintes observações: o potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada. O valor em inventário indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial. Para os aproveitamentos binacionais foi considerada a metade da potência instalada e foram excluídas as usinas exclusivamente de ponta.

Enquanto a bacia do Paraná apresenta um índice de aproveitamento elevado (obras em operação ou em construção) da ordem de 80%, similar ao observados em países europeus, na bacia Amazônica, a região com o maior potencial, menos de 1% está aproveitado. Entretanto, essa região é bastante sensível do ponto de vista ambiental e apresenta limitações significativas a níveis muito elevados de aproveitamento. Para todas as bacias, ao se levar em conta condicionantes e barreiras quase intransponíveis por afetar parques, florestas ou terras indígenas, o potencial remanescente ainda totaliza 45,5 mil MW.

Tabela 3 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica

Bacia	Aproveitado [MW]	Inventário [MW]	Estimado [MW]	Total [MW]	% [MW]
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.450	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	<0,1
Total	77.777	126.164	47.549	251.490	100,0
%	30,9	50,2	18,9	100,0	

Fonte: EPE, 2008

(10

O PNE 2030 estima que se possa alcançar uma capacidade instalada em centrais hidrelétricas de até 174 mil MW em 2030 (EPE, 2008).

Outra referência para o potencial é o Sistema do Potencial Hidráulico Brasileiro – SIPOT, da Eletrobras, que incorpora regularmente os resultados dos estudos em estágios de inventário, viabilidade e projeto básico de centrais hidroelétricas, incluindo as pequenas centrais, e permite identificar as restrições econômicas, ambientais e técnicas existentes, que muitas vezes reduzem o potencial inicialmente estimado.

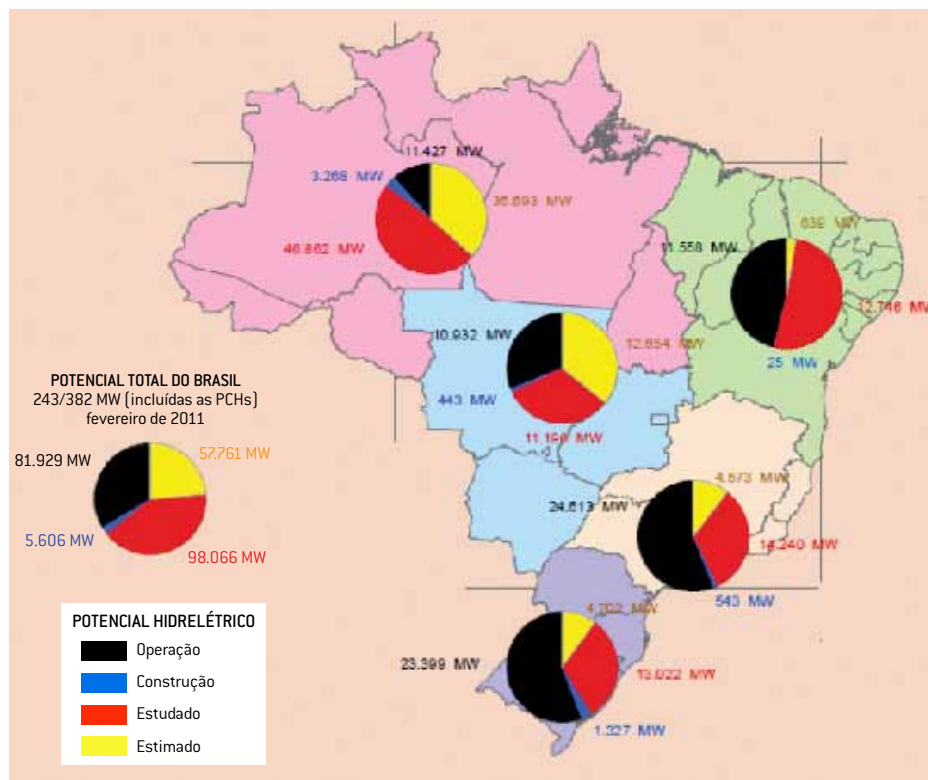
Em valores de fevereiro de 2011, os estudos do SIPOT totalizam um potencial de 242,3 GW, sendo que deste total, 97.250 MW (ou 40,13%) estão na região Norte, assim divididos: 46.862 MW estudados, 35.693 MW estimados, 3.268 MW em construção e 11.427 MW em operação, conforme mostrado na figura 5. De acordo com o SIPOT, o potencial remanescente a ser aproveitado seria de 155.827 MW, dispersos pelo país, com uma concentração da ordem de 53% na Região Norte. (ELETROBRAS, 2011, apud Soliano e Freitas, 2011).

Na avaliação do potencial hidráulico brasileiro, sucessivos recortes têm sido realizados por conta da redução das áreas inundadas como consequência das limitações de ordem ambiental. A tendência predominante é a construção de usinas hidrelétricas a fio d'água, sem a existência de reservatórios expressivos de acumulação ou com limitado armazenamento frente à capacidade instalada, tornando os valores de suas densidades de potência (km² inundado/MW instalado) muito inferiores em relação às usinas instaladas na região nas décadas anteriores. Se por estrito critério ambiental essas usinas apresentam impacto reduzido, caracterizam um sub-aproveitamento do potencial, na medida em que não há regularização das vazões e melhor uso das disponibilidades hidrológicas.

Bioenergia

Considerando as cadeias produtivas voltadas para a eletricidade ou para os biocombustíveis, o Brasil é um dos países com maior potencial para a produção de biomassa para fins energéticos, por conta de suas terras agricultáveis livres ou sub-utilizadas, por seu clima tropical úmido e por dominar modernas tecnologias agrícolas.

Figura 5 – Potencial hidroelétrico brasileiro por região (ELETROBRAS, 2011)



11)

A importância destacada que a bioenergia tradicional e moderna apresenta na matriz energética brasileira confirma a existência de um contexto favorável a essa forma indireta de energia solar. Entretanto, não é tarefa trivial estimar potenciais de produção, já que o potencial de oferta de bioenergia não é um número absoluto e estático, como uma reserva mineral, mas sim uma estimativa dinâmica, que depende de cenários geográficos, econômicos e políticos que se alteram, assim como de tecnologias de produção e conversão, muitas ainda em desenvolvimento.

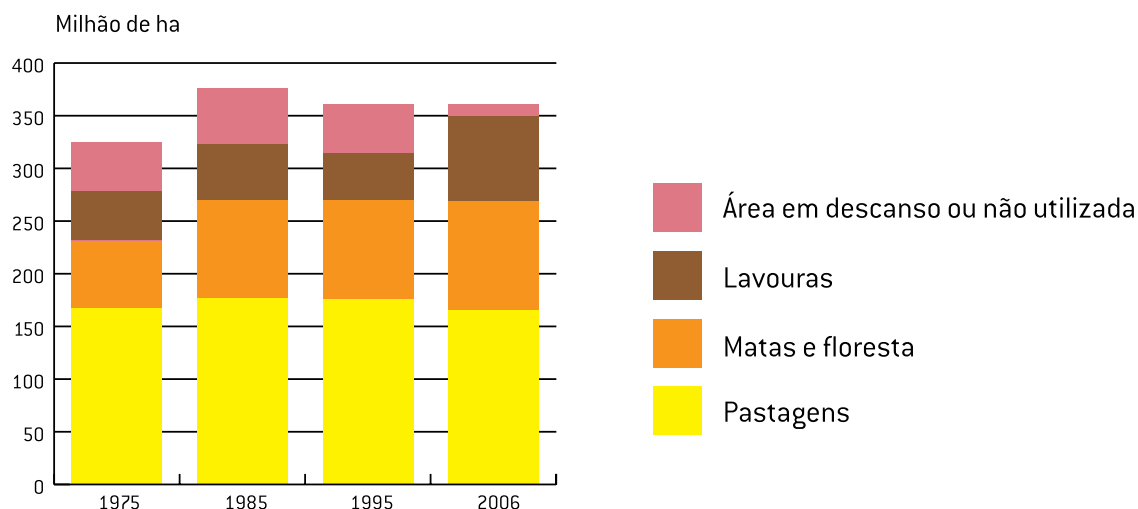
Por exemplo: caso as propostas de produção de biodiesel de algas alcancem viabilidade, como estimar seu potencial de produção?

Além disso, a base de recursos naturais dedicada aos cultivos energéticos, como terras e água, é necessariamente limitada e deve ser compartilhada com a produção de alimentos para pessoas e animais, insumos industriais, proteção à na-

tureza, entre uma variedade de outros usos. Em particular, amplia a complexidade dessa temática sua relação próxima com a oferta de alimentos, por isso é relevante conhecer o potencial sustentável da produção, da conversão e do uso de biocombustíveis frente às preocupações com a segurança alimentar. Desse modo, estabelecer os limites e as fronteiras para a produção de bioenergia e, sobretudo, considerar critérios de sustentabilidade são tarefas complexas.

O Brasil possui uma superfície total de 851,4 milhões de hectares, grande parte coberta por florestas tropicais. Com base nos resultados do Censo Agropecuário de 2006, a área das propriedades rurais – exclui áreas protegidas, corpos d'água e áreas inaptas para agricultura e inclui as reservas legais de formações nativas – soma 354,8 milhões de hectares (42% da área total do país), dedicados a pastagens naturais e plantadas, silvicultura, florestas nativas e lavouras perenes e anuais.

Figura 6 – Uso da terra nas propriedades rurais no Brasil (IBGE, 2007)

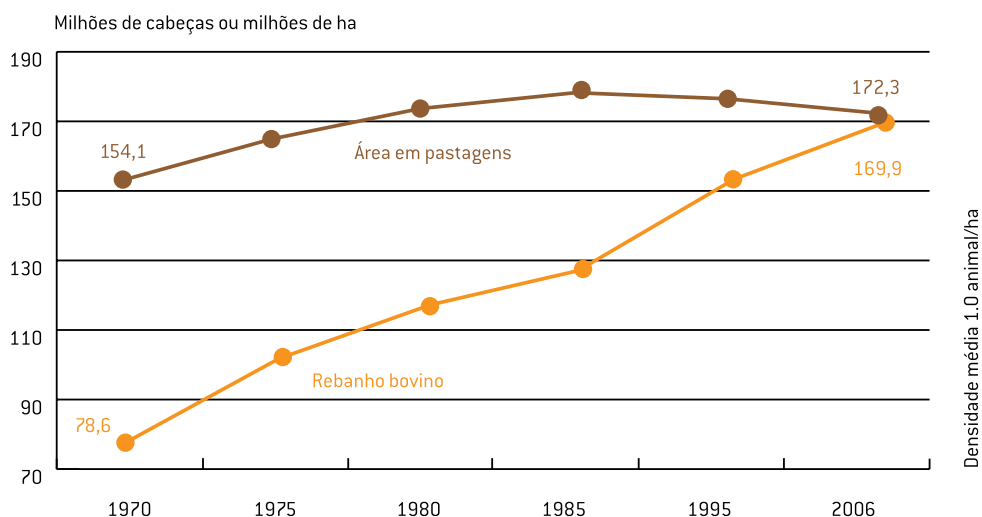


A evolução dos diversos tipos de uso do solo nos últimos 30 anos pode ser observada na figura 6, na qual se destacam a variação pequena da área total das propriedades e a expansão das áreas de lavoura no decênio passado. Entre 1995 e 2006, a agricultura brasileira cresceu 83,5% e passou a ocupar 76,7 milhões de hectares, cerca de 9% da área nacional. Tal crescimento se deu sobre as áreas não utilizadas ou em descanso e, em menor grau, sobre a área das pastagens, que se reduziram em 5,4 milhões/ha, ou 20% do território brasileiro. Esse processo de crescimento vem ocorrendo de modo sistemático desde os anos 1970 e fez a relação da área dos pastos sobre a área das lavouras reduzir de 4,5 em 1970 para 2,2 em 2006. Trata-se de um processo que deve continuar, pois há espaço e tecnologia para tanto. A figura 7 mostra como a área das pastagens e o rebanho bovino no Brasil evoluíram nas últimas décadas, indicando como pequenos ganhos de produtividade na pecuária podem liberar áreas expressivas para cultivo, visando à produção bioenergética e outros fins.

Segundo dados PNE 2030, a disponibilidade de terras adicionais para cultivo de novas culturas é da ordem de 90 milhões de hectares, ou seja, quase 11% da área total do território brasileiro, o que abre espaço para a expansão de culturas energéticas, incluindo a cana-de-açúcar, cujos resíduos (bagaço e palha) são muito importantes para a geração de energia elétrica, e outras culturas, como o capim elefante, que já foi utilizado em leilões para entrega futura, ou como florestas energéticas.

O potencial de produção de bioenergia pode ser dado considerando o uso de resíduos ou co-produtos de atividades produtivas. Nesse sentido, o PNE 2030 apresentou um levantamento considerando resíduos agrícolas (palha e folhas secas) das principais culturas (soja, milho, arroz e cana), co-produtos agroindustriais (bagaço de cana, casca de arroz, lixívia celulósica) e resíduos da indústria madeireira (serragem, maravalha) e o potencial de madeira excedente das florestas energéticas, dado pela diferença entre a quantificação teórica da produção potencial nas áreas ocupadas pela silvicultura e o consumo de madeira em tora para uso industrial oriunda de florestas plantadas. Os resultados desse levantamento para 2007 estão apresentados na tabela 4, totalizando mais de 4,2 milhões bep/dia, parte esse potencial já é aproveitado, especialmente o bagaço da cana e a lixívia para produção de energia elétrica, em geral na forma de auto-produção em sistemas de cogeração.

Figura 7 – Evolução do rebanho bovino e da área em pastagens no Brasil (IBGE, 2007)



Outra fonte de bioenergia para geração de energia elétrica corresponde aos resíduos urbanos (lixo), cuja importância aumentou após a aprovação da PNRS, em 2010, impondo aos municípios a classificação e destinação adequada para esses resíduos. Estima-se que foi gerado nas cidades brasileiras em 2010 um total de 61 milhões de toneladas de resíduos sólidos urbanos, ou seja, cada brasileiro produziu em média de 378 kg de lixo (Abrelpe, 2011). Conforme os estudos da EPE para o PNE 2030, dependendo da tecnologia utilizada, os resíduos urbanos poderão aportar uma capacidade relevante à oferta de energia elétrica, considerando o horizonte de 2030: 2.600 MW em sistemas de digestão anaeróbica em aterros sanitários ou 5.280 MW em sistemas de incineração associados a ciclos a vapor ou ainda 8.440 MW caso seja adotados sistema de gaseificação e ciclos combinados otimizados (EPE, 2007a).

13)

Tabela 4 – Estimativa do conteúdo energético da biomassa por resíduo agrícola, agroindustrial e da silvicultura no Brasil em 2007 (10^6 bep/dia)

	2005	2010	2015	2020	2030
Total	4,24	5,68	6,93	8,22	10,81
	3,54	4,70	5,70	6,71	8,88
Soja	1,25	1,69	2,03	2,41	3,24
Milho	1,43	2,05	2,48	2,94	3,95
Arroz (palha)	0,42	0,43	0,46	0,48	0,51
Cana-de-açúcar (palha)	0,44	0,53	0,74	0,88	1,18
	0,59	0,71	0,95	1,13	1,51
Cana-de-açúcar (bagaço)	0,46	0,55	0,76	0,90	1,21
Arroz (casca)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Lixívia	0,08	0,10	0,12	0,15	0,20
Madeira	0,04	0,05	0,06	0,07	0,09
	0,11	0,27	0,28	0,38	0,41
Madeira excedente	0,11	0,27	0,28	0,38	0,41

Fonte: EPE, 2007a

Energia Solar

A energia solar é determinante para as condições ambientais vigentes e em todos os processos envolvendo seres vivos. Ainda que a radiação solar que atinge a superfície terrestre seja apenas uma fração da radiação recebida do Sol, devido à reflexão e absorção dos raios pela atmosfera, a energia solar é o mais importante recurso primário de energia em nosso planeta (Goldemberg, 2011). O Brasil, território na região tropical, apresenta bom nível de radiação solar ao longo do ano.

De acordo com o Atlas de Irradiação Solar do Brasil, a energia solar diária média anual sobre uma superfície horizontal varia entre 5,5 kWh/m² no Norte; 5,7 kWh/m² no Nordeste; 5,6 kWh/m² no Centro-Oeste; 5,5 kWh/m² no Sudeste e 5,0 kWh/m² no Sul (Colle e Pereira, 1998). O valor máximo de irradiação global diária, 6,5 kWh/m², ocorre no norte da Bahia, clima semiárido e baixa precipitação e a média anual de cobertura de nuvens mais baixa do Brasil. O menor total diário da irradiação solar global, cerca de 4,25 kWh/m², ocorre no litoral norte de Santa Catarina que apresenta uma precipitação bem distribuída ao longo do ano e a média anual de cobertura de

nuvens mais elevada do país. As figuras 8 e 9 apresentam os mapas de irradiação em médias anuais e sazonais (disponibilidade entre 1900 kWh/m² e 2100 kWh/m² (Martins et al, 2007).

De particular interesse para os sistemas solares voltados para a geração de energia elétrica, considerando o emprego de concentradores solares, interessa conhecer a proporção da irradiação solar direta. Este potencial, que depende das condições do céu claro, foi analisado para as condições brasileiras e apresentado por Viana et al, 2011. Como indicado na figura 10, onde fica evidente que este potencial é mais elevado na região oeste da Bahia, expandindo-se para regiões limítrofes. Considerando os custos atuais limitadamente competitivos das tecnologias de geração de energia elétrica a partir de energia solar, um aspecto a ser levado em conta na avaliação do potencial da energia solar é a sua localização em relação à existência de redes de transmissão e distribuição de energia elétrica e, nesse sentido, as melhores disponibilidades situam-se em algumas regiões onde existem deficiências nos serviços públicos de energia elétrica.

Figura 8 – Radiação solar global diária, média anual (Martins et al.,2007)



Figura 9 – Radiação solar global diária, média sazonal (Martins et al.,2007)

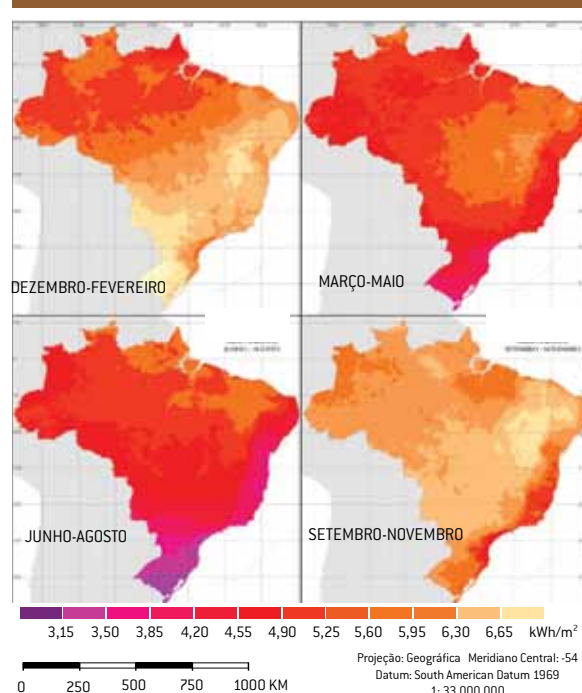
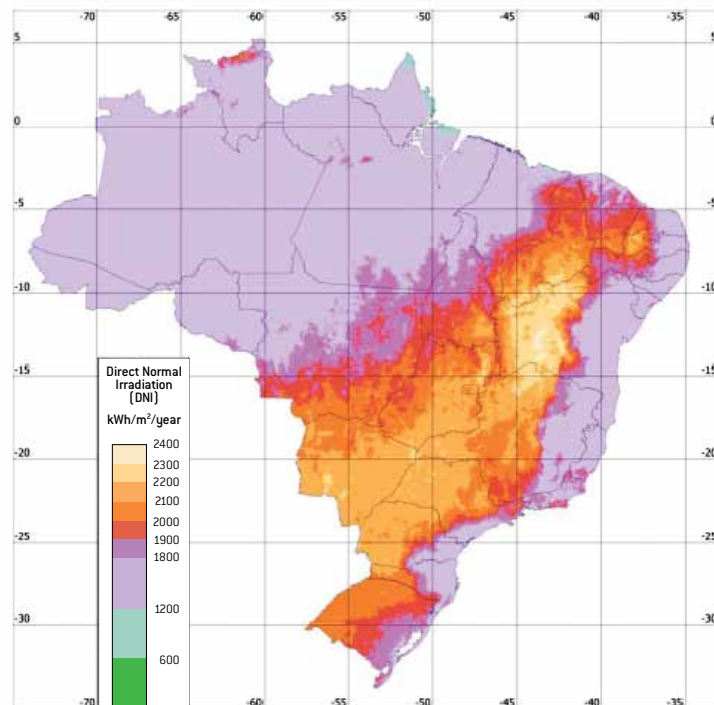


Figura 10 – Irradiação normal direta anual (Martins et al.,2007)



15)

Energia eólica

Até poucas décadas, as possibilidades da energia eólica no Brasil eram assumidas como reduzidas, na medida em que se considerava que os ventos eram limitados e pouco estáveis. Entretanto, com o aprofundamento dos estudos sobre a intensidade e o regime dos ventos, foram identificados relevantes potenciais, que têm fundamentado a expansão de geração eólica no país.

Um marco foi o lançamento em 2001 do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro desenvolvido pelo CEPEL, que apontou as melhores regiões para o desenvolvimento de parques eólicos. Com base nos aerogeradores disponíveis comercialmente à época do estudo (50 m de altura) e outras pre-

missas, para as regiões com ventos acima de 7 m/s estimou-se uma capacidade de instalação da ordem de 143,5 GW, com um potencial bruto de geração eólica de 272,2 TWh anuais (CEPEL, 2001).

A figura 11 e a tabela 5 mostram o mapa do potencial brasileiro, onde 31% se encontram no Nordeste, região carente de outros recursos para geração de energia elétrica. Rio Grande do Sul, Bahia, Alagoas, Minas Gerais, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio de Janeiro patrocinaram estudos e a preparação de mapas do potencial eólico. Considerando os novos modelos de aerogeradores, tendo como referência uma velocidade média de 7 m/s a 100 m de altura, apenas esses estados indicaram uma capacidade de 190 GW, acima do CEPEL (Pereira et al, 2010).

Com relação aos estudos, devem ser citados ainda o *Solar and Wind Energy Resource Assessment* - SWERA (UNEP, 2011) e o Sistema de Organização de Dados Ambientais - SONDA (INPE, 2011), que disponibilizam dados de potencial eólico de boa confiabilidade passíveis de serem integrados às ferramentas capazes de cruzar informações energéticas e fornecer subsídios à tomada de decisões (Peireira et al., 2010).

Com relação ao potencial eólico e sua distribuição sazonal, os melhores ventos no Nordeste e, portanto, as maiores disponibilidades energéticas para os geradores eólicos, ocorrem de junho a dezembro. É o mesmo período das menores hidraulicidades nos rios da região Sudeste, com grande parte da capacidade instalada em centrais hidroelétricas. Essa complementaridade é um fator importante em favor da expansão da energia eólica.

Figura 11 – Potencial eólico no Brasil (CEPEL, 2001)

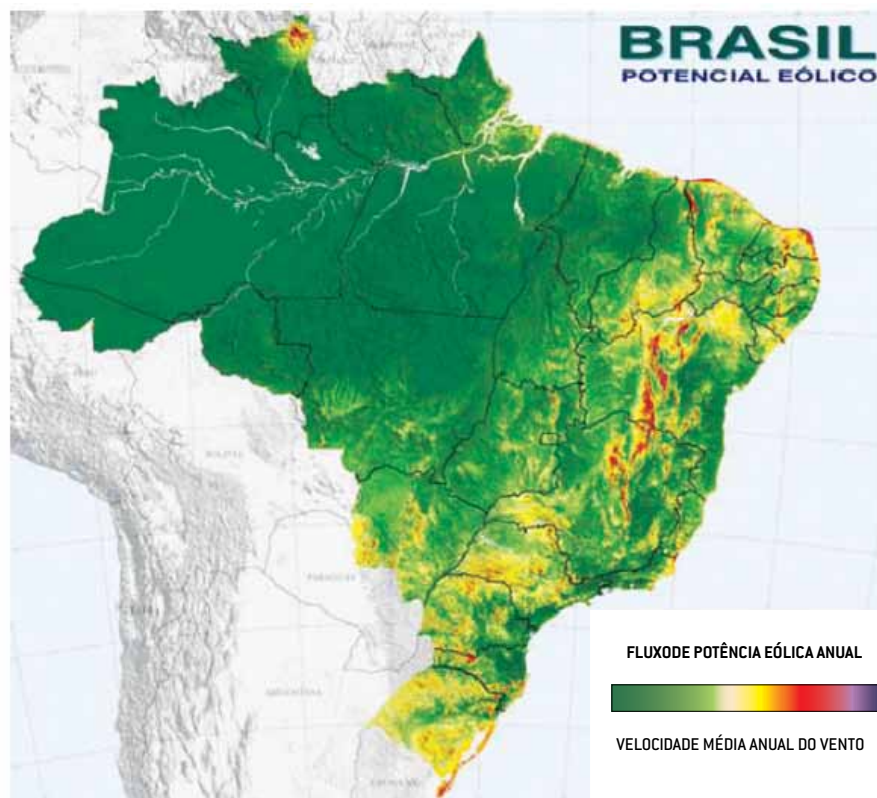


Tabela 5 – Potencial eólico no Brasil, estimado a 50 m de altura (CEPEL, 2001)

Regiões	Vento (m/s)	Área (km²)	Potência (GW)	Fator de Capacidade	Energia (Twh/ano)
Norte	6 - 6,5	11460	22,92	0,13	25,58
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46
	7 - 7,5	3300	6,60	0,20	11,33
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65
	> 8,5	551	1,10	0,35	3,31
Nordeste	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02
	7 - 7,5	24383	48,77	0,20	83,73
	7,5 - 8	918	18,37	0,25	39,43
	8 - 8,5	3088	6,18	0,30	15,91
	> 8,5	870	1,74	0,35	5,23
Centro-Oeste	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,76
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03
	> 8,5	0	0	0,35	0
Sudeste	6 - 6,5	114688	229,36	0,13	255,99
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06
	> 8,5	297	0,59	0,35	1,76
Sul	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61
	> 8,5	57	0,11	0,35	0,34

Outras formas energéticas renováveis

As formas energéticas anteriores, que correspondem à parcela mais expressiva do potencial das energias renováveis, não devem ser consideradas como a totalidade. Primeiro porque o desenvolvimento das tecnologias e a configuração dos mercados (preços, demandas etc.) introduzem elementos e perspectivas que alteram os potenciais conhecidos, em função de novos condicionantes de ordem ambiental. Além disso, novas tecnologias podem amadurecer o suficiente para viabilizar técnicas e sistemas energéticos inovadores, como exemplificado com usinas que aproveitam o movimento das ondas do mar.

Estimativas do potencial para a geração de energia elétrica desse tipo foram apresentadas nos estudos preliminares do PNE 2030, indicando que entre os paralelos 19º e 33º poderiam ser instalados 40 GW, podendo gerar cerca de 50 TWh por ano (EPE, 2006). Nesse elenco de novas e eventualmente promissoras possibilidades poderiam ser incluídas a geração em usinas maremotrizes (ou talassomotrizes), a exploração das correntes oceânicas profundas, as técnicas inovadoras (bioengenharia) de produção e processamento de biomassa para fins energéticos e exploração da geotermia de grande profundidade.

DESENVOLVIMENTO ATUAL EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

De acordo com os dados do Banco de Informações de Geração - BIG da ANEEL, a capacidade instalada total do sistema elétrico brasileiro em julho de 2011 era de 122,8 GW. Este total engloba as unidades geradoras do Sistema Interligado Nacional - SIN e também aquelas instaladas nos sistemas isolados e a unidades de autoprodução, dedicadas à geração de energia elétrica instalada no local do consumo, em boa parte mediante sistemas de cogeração. A tabela 6 sintetiza esta informação, podendo se destacar que 79% da potência instalada de geração (excluindo a parcela correspondente à importação) utilizam fontes renováveis de energia.

Tabela 6 – Capacidade instalada de geração elétrica em operação no Brasil

	Tecnologia	Capacidade			Total		
		No de usinas	(MW)	%	No de usinas	(MW)	%
Hidro		924	81.457	66,31	924	81.457	66,31
Gás	Natural	99	11.404	9,28	137	13.193	10,74
	Processo	38	1.789	1,46			
Petróleo	Óleo Diesel	872	3.880	3,16	902	6.675	5,43
	Óleo residual	30	2.795	2,28			
Biomassa	Bagaço de cana	337	6.617	5,39	412	8.311	6,77
	Licor Negro	14	1.245	1,01			
	Madeira	41	359	0,29			
	Biogás	14	71	0,06			
	Casca de arroz	6	19	0,02			
Nuclear		2	2.007	1,63	2	2.007	1,63
Carvão	Carvão Mineral	10	1.944	1,58	10	1.944	1,58
Eólica		56	1.073	0,87	56	1.074	0,87
Importação	Paraguai		5.650	5,46		8.170	6,65
	Argentina		2.250	2,17			
	Venezuela		200	0,19			
	Uruguai		70	0,07			
Total		2.445	122.835	100	2.445	122.835	100

Fonte: ANEEL, 2011

Na tabela, se destacam três formas de energias renováveis empregadas na produção de energia elétrica com potências significativas em operação: hidráulica, biomassa e eólica. De menor importância em termos de capacidade instalada, mas relevante como alternativa para eletrificação de comunidades isoladas, cabe citar a energia solar fotovoltaica, que em alguns contextos já apresenta custos competitivos em relação às energias convencionais. Outra forma importante de emprego direto da energia solar, são os sistemas de aquecimento de água, que em grande parte das instalações substituem sistemas de aquecimento usando energia elétrica, bem difundida no Brasil.

O emprego da energia hidráulica para geração elétrica praticamente se confunde com o início do uso da energia elétrica no Brasil. As primeiras concessionárias de serviços de eletricidade no começo do século XX construíram usinas hidrelétricas, promovendo uma prática que se desenvolveu ao longo de décadas, tornando o país um dos líderes, em termos de energia hidráulica, desde a concepção à construção das usinas, passando pelo projeto e fabricação dos equipamentos eletromecânicos.

Existem em operação no Brasil 924 usinas hidrelétricas acima de 30 MW, entre as quais as maiores do mundo, como Itaipú (14.000 MW - Rio Paraná) e Tucuruí (8.370 MW - Rio Tocantins). Há ainda centenas de pequenas centrais hidrelétricas com potências abaixo de 30 MW. Apesar do domínio da tecnologia hidrelétrica e da existência de uma indústria de construção pesada, novos e consideráveis desafios se apresentam para a expansão da hidroeletricidade no Brasil, devido à redução no ritmo de desenvolvimento de projetos durante os anos 1990 e, sobretudo, a evolução do perfil dos aproveitamentos, que passaram a ser realizados em sítios com menores quedas e maiores vazões.

Os projetos e obras em curso sinalizam uma retomada da expansão da capacidade instalada em hidroeletricidade. Segundo o Plano Decenal de Energia, PDEE 2020, os projetos já concedidos (2018 a 2020) somam 786 MW, já os novos, (2016 a 2020), 18.185 MW (EPE, 2011a). A capacidade de geração hidráulica aumentará de 83 GW, em 2011, para 115 GW, até 2020, com maior expansão na região Norte, devido à entrada em operação de grandes empreendimentos, como as UHE de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. A expansão hidrelétrica já contratada no horizonte do Plano soma 23.614 MW, enquanto a parcela indicada agrega 8.570 MW. O Plano Nacional de Mudanças Climáticas, baseando-se no PDE (2007/2016), estabelece como meta a incorporação de 34.460 MW (Soliano e Freitas, 2011).

Por sua menor escala, significando menores impactos ambientais e, geralmente, maior proximidade dos centros de carga, as pequenas centrais hidrelétricas ou PCH's justificam um estudo sobre as perspectivas energéticas e a valorização da Economia Verde. Entretanto, cabe qualificar essa tecnologia, conforme a legislação brasileira. Embora de acordo com a prática internacional sejam consideradas pequenas centrais os aproveitamentos até 15 MW, no Brasil esse limite foi ampliado e de acordo com a Lei nº 9.648/98 e a Resolução ANEEL nº. 394/98. As PCH's devem apresentar as seguintes características: potên-

cia igual ou superior a 1,0 MW e igual ou inferior a 30,0 MW; área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km²; e cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos. Em 2003, a exigência de uma área máxima do reservatório foi revista, conforme a Resolução ANEEL 652, incluindo casos em que os reservatórios atendem também a objetivos que não o de geração de energia elétrica. A participação das PCH's na matriz de energia elétrica é em torno de 3,6%, devendo crescer para 4,1% até o final da década. Entretanto, o ritmo de crescimento da capacidade instalada das PCH's tem reduzido: 36,6% em 2009; 14,0% em 2010 e 2,6% até maio de 2011. Do mesmo modo, tem diminuído o número de usinas em construção: 73 em 2009; 61 em 2010 e 52 em 2011 (Tiago Filho, 2011).

A redução do crescimento das PCH's tem-se dado por diferentes fatores, envolvendo questões regulatórias, de mercado e procedimentos para obtenção do licenciamento ambiental, que têm onerado e/ou inviabilizado muitos projetos. São eles: falta de informação quanto aos impactos ambientais; resistência da comunidade quanto à implantação da usina; dificuldades face às leis ambientais; altos custos para elaboração dos EIA/RIMA; tratamento indiferenciado para aproveitamentos, independentemente do tamanho e/ou da potência e uso do empreendimento para sanar falhas das administrações públicas, aliados ao trâmite dos processos de licenciamento ambiental (Tiago Filho, 2011).

Como um contraponto ao quadro de progressiva estagnação observado nas PCH's, a situação das centrais eólicas é de clara expansão, superando 1 GW em 2011 e com parques eólicos expressivos, como Osório (150 MW) no Rio Grande do Sul e Praia Formosa (104 MW) no Ceará. Pesam nesse sentido a disponibilidade de bons aproveitamentos, o desenvolvimento tecnológico, com ganhos em custos e desempenho nos aerogeradores, bem como a agilidade no processamento dos pedidos de licença ambiental e, de forma especial, as isenções tributárias específicas para essa tecnologia energética.

Tabela 7— Desenvolvimento das pequenas centrais hidroelétricas - situação

Situação		2008		2009		2010		2011	
		No	[MW]	No	[MW]	No	[MW]	No	[MW]
Em operação		310	2.209	358	3.018	389	3.440	397	3.530
Em construção		77	1.264	73	998	61	780	52	692
Autorização	(outorgados)	161	2.396	145	2.067	147	2.048	152	2.076
	Em elaboração	169	-	470	1.042	505	669	1	10
Inventariado	Em processo de aceite	20	560	52	560	30	-	0	0
	Em processo de análise	86	1.775	129	4.443	203	3.768	40	625
	Complementação	-	-	-	-	-	-	4	85
Disponíveis		484	2.649	396	8.738	493	9.071	13	75
Projeto básico	Em elaboração	-	-	-	-	-	-	181	1.072
	Em registro	215	1.421	1.133	-	-	-	-	-
	Em processo de aceite	30	385	59	317	47	150	22	116
	Em análise	282	3.525	343	1.272	454	4.754	467	3.532
	Aprovado	-	-	-	-	-	-	75	616
Total		1.834	16.184	3.158	22.456	2.329	24.680	1.404	12.429

Fonte: ANEEL, 2011

(20

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica, entre 2009 e 2011 foram investidos quase R\$ 30 bilhões, correspondentes à contratação de uma capacidade de 5.785 MW, permitindo que a participação da energia eólica passe de pouco menos de 1% para mais de 5% da capacidade instalada de geração de energia no país, em 2014. Este mercado está sendo disputado por consórcios de empresas nacionais e estrangeiras, concessionárias, estatais, bancos, construtoras e produtores independentes de energia, motivando grandes fabricantes globais (IMPSA, Wobben/Enercon, GE, Vestas, Suzlon, Gamesa, Alstom, Siemens) a implantarem unidades de fabricação no país (ABEEólica, 2011).

A versão em consulta pública do PDE 2020 prevê um aproveitamento ainda maior da energia eólica nos próximos dez anos, com a incorporação de 11.532 MW (6,7% da matriz) em centrais eólicas, até 2020 (EPE, 2011a).

Uma das fontes energéticas que caracterizam o Brasil é a biomassa que, em diferentes formas, é usada para produção de energia elétrica em 413 plantas, com uma capacidade instalada de 8,3 GW (ANEEL, 2011). O bagaço é responsável

por 80%, em 336 usinas. Outras fontes são: licor negro (15%), subproduto da produção da celulose nas indústrias de celulose e integradas (papel e celulose), resíduos de madeira (4%), além de carvão vegetal (utilizado em unidades de cogeração associadas à produção de ferro gusa), casca de arroz (resultante do beneficiamento do arroz em casca), biogás, principalmente de aterros sanitários, capim elefante e óleo de palma, com participações inferiores a 1%. Outros 3,3 GW encontram-se em construção ou outorgados, sempre com o bagaço representando mais de 80% e um crescente destaque para licor negro, resíduos de madeira e capim elefante.

O Brasil tem um enorme potencial para silvicultura energética sustentável, com bom domínio das técnicas de produção, fazendo todo sentido promover a madeira como recurso energético, seja produzida diretamente para esse fim, seja como subproduto de processos industriais. Um estudo da CHESF sobre a potencialidade da bioenergia na produção de eletricidade na região Nordeste aponta a disponibilidade de 50 milhões/ha aptos para a produção de eucalipto, e uma capacidade de geração de 85G W (Carpentieri, 1993).

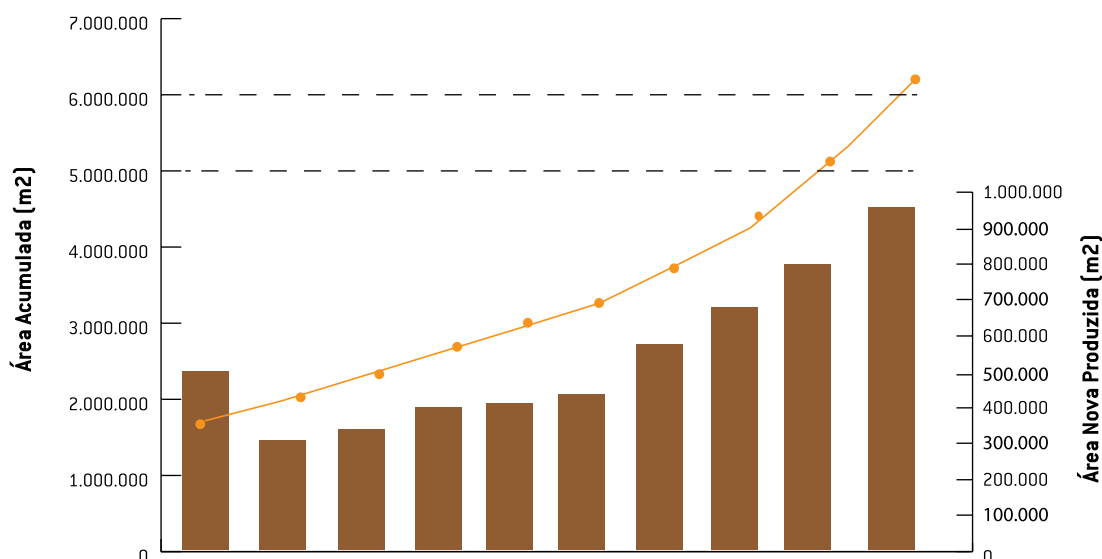
Estima-se que a potência instalada em sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural esteja próxima a 30 MW, que operam com fator de capacidade anual entre 9 e 10%. O país já tem experiência com relação à geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Estas micro-usinas, de operação automática, que não requerem operadores e que não ocupam espaço extra por fazerem parte de prédios já existentes, contam com mais de 60 sistemas que totalizam aproximadamente 400 kW de potência instalada. Deste total, apenas 5 sistemas, o equivalente a 85 kW, estão oficialmente registrados e outorgados pela ANEEL (Zilles, 2011).

Em 2011, teve início a operação da central solar de 1 MW no município de Tauá, a 360 km de Fortaleza, com 4.680 painéis fotovoltaicos e investimentos de R\$ 10 milhões. Essa central, cuja capacidade final deverá alcançar 50 MW e um total de 234.000 painéis, opera conectada ao Sistema Interligado Nacional através de uma linha de 13,8 kV e 12 km de extensão (MPX, 2011).

Concluindo essa breve revisão, é interessante comentar a situação do aquecimento de água utilizando energia solar, tecnologia que vem crescendo de forma sustentada e encontra boas perspectivas por conta dos indicadores favoráveis de viabilidade econômica e a oferta de produtos qualificados.

Em 2010, a produção brasileira de coletores solares alcançou 967 mil m², o maior volume anual já registrado, com a região Sudeste respondendo por 76% das vendas. Com esse volume, a área acumulada de aquecedores solares chegou a 6,24 milhões m², que correspondem a uma potência térmica de 4,4 GW (usando o coeficiente de 0,7 kW/m² adotado pela IEA) e permitem inferir que cerca de 3 milhões de residências utilizam energia solar para aquecimento de água.

Figura 12 – Mercado de coletores solares planos no Brasil (DASOL, 2001)



TECNOLOGIAS DE APROVEITAMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

Energia hidrelétrica

No âmbito do aproveitamento da energia hidráulica, as tecnologias estão maduras e são suficientemente conhecidas, sendo os equipamentos e a engenharia necessários, os mesmos para as grandes e pequenas hidroelétricas, com as devidas adaptações para a escala de potência adotada. As questões relevantes são o melhor gerenciamento dos recursos com redução dos impactos ambientais e a utilização dos recursos hídricos para outros fins. Para as unidades acima de 5 MW existem fornecedores nacionais, geralmente associados a grandes fornecedores globais. Já as instalações menores do que 5 MW têm sido atendidas por diversas pequenas empresas nacionais. Há uma tendência nos novos projetos para automação total, com a maioria dos equipamentos importados (Tiago Filho, 2011).

Apesar do razoável domínio existente das tecnologias de projeto e fabricação de equipamento eletromecânico para usinas hidroelétricas de média queda, a experiência é relativamente limitada no Brasil com as modernas centrais de baixa queda adotando máquinas axiais tipo Kaplan. As hidrelétricas em construção na Amazônia podem induzir a capacitação da indústria nacional nesse campo, onde há uma agressiva oferta de equipamentos hidromecânicos de origem chinesa.

Estudos setoriais destacam como prioritário, para o aprimoramento tecnológico das centrais hidroelétricas, o desenvolvimento de:

- a) modelos para previsão de vazão nos reservatórios das usinas hidrelétricas com base em modelos climáticos e meteorológicos e levando-se em consideração os múltiplos usos da água;
- b) técnicas de modelagem, monitoração e diagnóstico de hidrogeradores;
- c) simulação física e simulação matemática dos processos de construção, recuperação e operação de barragens;
- d) tecnologias para o aumento de competitividade de pequenas e médias centrais, incluindo a questão da automação;
- e) ferramentas para estudos de inventários de bacias hidrográficas;
- f) estudos para repotenciação das usinas atuais.

Há um grande potencial para repotenciação de usinas mais antigas, com diferentes níveis de profundidade: desde uma modernização simples (ganhos de 2,5% da capacidade) até uma reforma total da planta (ganhos da ordem de 20%). Estima-se que é possível efetuar programas de repotenciação em instalações que hoje correspondem a 32 GW instalados com custos de 250-600 R\$/kW adicionado (Tiago Filho, 2011).



Energia da biomassa

Considerando a produção de eletricidade, as tecnologias adotadas em escala comercial são predominantemente ciclos a vapor com queima direta, operando em cogeração nas indústrias de papel e celulose e de cana-de-açúcar, e seus equipamentos têm as seguintes características:

- a) Sistemas de combustão geralmente com grelhas móveis ou queima em suspensão, podendo queimar biomassa e complementarmente óleo combustível e gás natural; algumas unidades com leito fluidizado em início de utilização;
- b) Caldeiras aquotubulares com capacidade de 60 a 150 t/h e vapor produzido a pressões entre 2,1 a 6,3 MPa e temperaturas entre 350 e 450° C.
- c) Caldeiras tipo Tomlinson para a queima de licor negro na indústria de papel e celulose;
- d) Turbinas a vapor, simples e multi-estágio, para configurações contra-pressão, extração-condensação e condensação a vácuo. Turbinas de ação até 17 MW e de reação até 50 MW, operando com pressões até 6,5 MPa;
- e) Controle, monitoramento e integração.

Outras tecnologias têm sido propostas para a conversão energética da biomassa em eletricidade, em diversos casos utilizando processos de gaseificação associados a turbinas a gás em ciclos combinados, com elevado desempenho. Não obstante os esforços já realizados, essa tecnologia ainda está em desenvolvimento, sem perspectivas de maturação a curto prazo. O importante projeto de gaseificação de biomassa liderado pelo IPT, ainda em fase inicial, poderá lançar novas luzes sobre essa tecnologia.

As estimativas de investimento unitário em sistemas de geração elétrica utilizando biomassa variam bastante. Para unidades de cogeração em indústrias de açúcar e etanol os investimentos situavam-se entre 725 e 1350 R\$/kW instalado (Macedo, 2003). Os custos da energia produzida dependem dos fatores de capacidade considerados e dos custos dos combustíveis. Nos estudos desenvolvidos para o PNE 2030, foram estimados custos de 0,52 US\$/GJ para bagaço de cana e 0,75 US\$/GJ e investimentos unitários conforme a tabela 8, onde os custos unitários da potência instalada foram parametrizados entre \pm US\$ 300,00/kW e o prazo de construção, até o início da operação comercial, estimado em 3 anos, com desembolsos anuais de 10%, 40% e 50% no ano final de construção. (EPE, 2007a).

23)

Tabela 8 – Custos unitários de investimento para sistemas de produção de energia elétrica utilizando biomassa

Tecnologia	Potência instalada (MW)	Custo da instalação (US\$/KW)	Custo fixo anual G&M (US\$/KW)	Custo variável (103 US\$/KWh)
Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão	50	850	20	1,5
Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração	100	1.1000	20	2,0
Ciclo combinado integrado a gaseificação de biomassa	150	1.500	55	6,0

Fonte: EPE, 2007a

Energia eólica

No Brasil, estão instalados os principais fabricantes globais de aerogeradores. Como o vento é um recurso energético com intensidade variável no tempo e os aerogeradores devem suprir energia em condições controladas à rede, são relevantes a capacidade de controle de velocidade e o tipo de controle de potência. Nesse sentido, as duas concepções mostradas a seguir dominam o mercado. Na primeira, geradores de indução de rotor bobinado são conectados diretamente à rede, com o controle da velocidade e da potência efetuado por uma resistência em série com o circuito do rotor, o que permite uma sobre-velocidade de até 10% acima da velocidade síncrona [DWI, 2001]. Na segunda, geradores síncronos multipolos são acoplados diretamente ao rotor e conectado à rede através de conversor de frequência com potência nominal compatível à do gerador. A estabilidade da operação, a qualidade da energia produzida e os requisitos de proteção dependem das configurações adotadas e do recurso eólico. Sobre os custos da energia produzida, também influem os investimentos iniciais [custo do aerogerador, 75% do total], as condições em que a obra é desenvolvida e as características do local. Em 2004, os custos unitários de capacidade de sistemas eólicos (planta instalada) situavam-se entre 800 e 1.130 US\$/kW [EPE, 2006].

Figura 13 – Aerogerador com gerador de indução de rotor bobinado e resistência de rotor variável, caixa de engrenagens, gerador de indução e *soft starter*

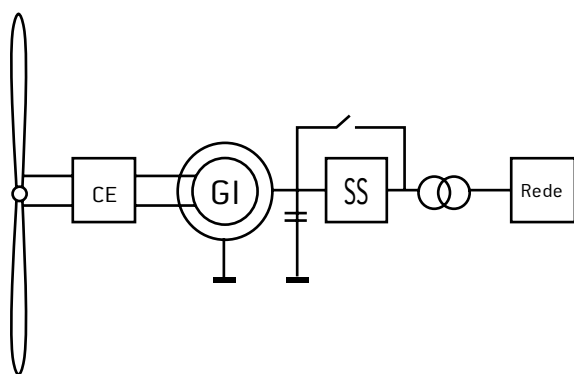
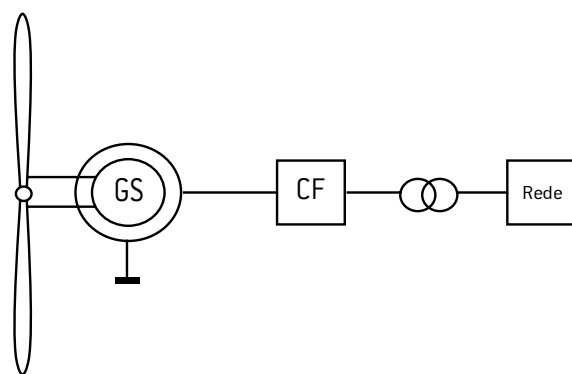


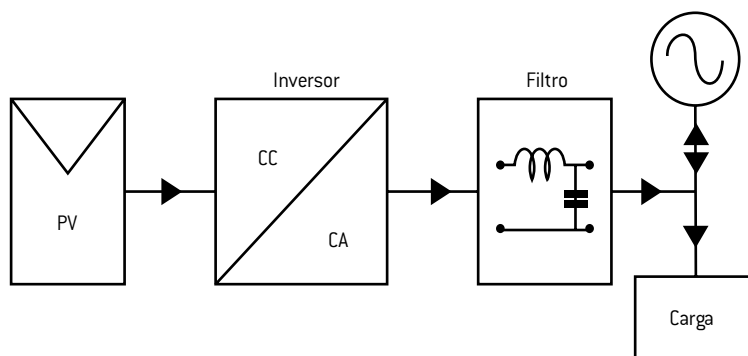
Figura 14 – Aerogerador com gerador síncrono multipolos conectado à rede por conversor de frequência e gerador síncrono



Energia solar

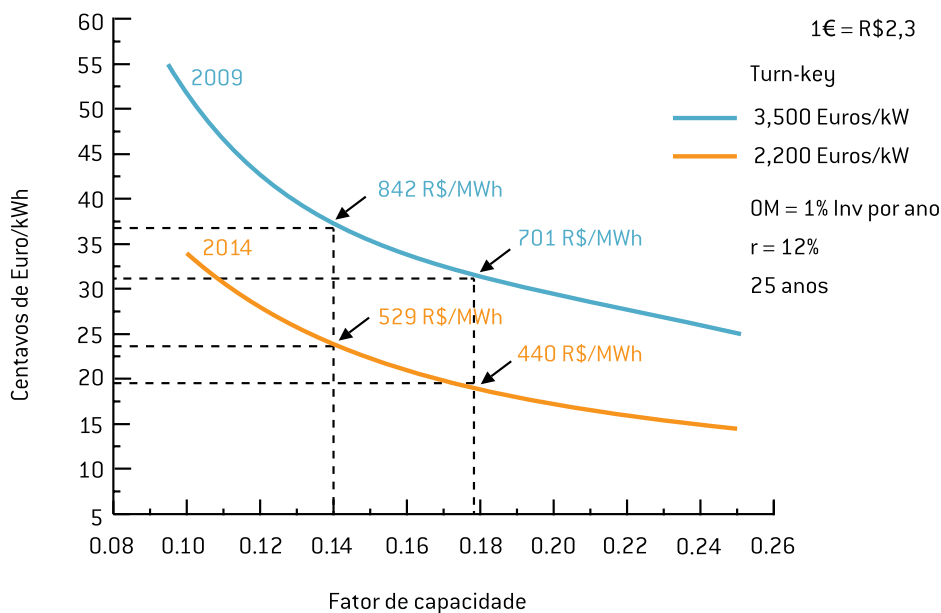
São diversas as rotas para aproveitamento da energia solar, desde o aquecimento de água até a produção de energia elétrica, que por sua vez pode ser efetuada por diferentes tecnologias, como as células fotovoltaicas ou os ciclos térmicos usando sistemas concentradores da radiação solar. Nesse estudo se consideram as possibilidades de produção de energia elétrica mediante células fotovoltaicas, uma tecnologia que pode ser considerada madura para algumas aplicações, como em sistemas isolados, e vem se expandindo rapidamente. Entretanto, se recomenda manter também a atenção em outras tecnologias, na medida em que há um grande empenho dos países industrializados no desenvolvimento de usinas heliotérmicas de grande capacidade, utilizando basicamente ciclos a vapor com a captação da energia solar através de coletores cilindro-parabólicos ou através de torres com campo de heliostatos, cujas primeiras unidades experimentais começam a ser testadas [NREL, 2011].

Figura 15 – Conexão entre célula fotovoltaica e carga CA [CRESESB, 1999]



25)

Figura 16 – Custo da energia gerada em sistemas com células fotovoltaicas



Um aspecto importante a considerar nas tecnologias de geração com células fotovoltaicas é o sistema de integração de geração à carga, que pode contar com sistemas de armazenamento de energia e fontes auxiliares de energia elétrica. A figura 15 representa o esquemático simplificado para cargas em corrente alternada, alimentadas por painéis fotovoltaicos em plataformas *offshore*, que requer o uso de inversores CC-CA, sendo complementada por um grupo gerador.

Para a geração de eletricidade com essa tecnologia, o principal custo corresponde às células solares. Estima-se que os custos situem-se entre 3.000 a 7.000 US\$/kW instalado, resultando custos para a energia entre 5 e 15 vezes os custos unitários de uma usina termelétrica com um ciclo combinado operando com gás natural (CEPEL, 1999). Não obstante os custos elevados, dependendo da tarifa de energia elétrica e das condições do local, já existem projetos que indicam a viabilidade das células fotovoltaicas em sistemas residenciais. A figura 16 apresenta os custos de geração em sistemas fotovoltaicos considerando dois cenários de custos de capacidade, 3.500 e 2.200 Euros/kW, correspondentes respectivamente aos valores observado em 2009 e esperado para 2014, taxas de desconto de 12% e vida útil de 25 anos (Zilles, 2011). Considerando que um consumidor residencial da CEMIG paga tarifas ao redor de 600 R\$/MWh, dependendo do fator de capacidade, esses sistemas já seriam viáveis.





O ETANOL DE CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL: PROGRESSOS E DESAFIOS

Evolução e quadro atual

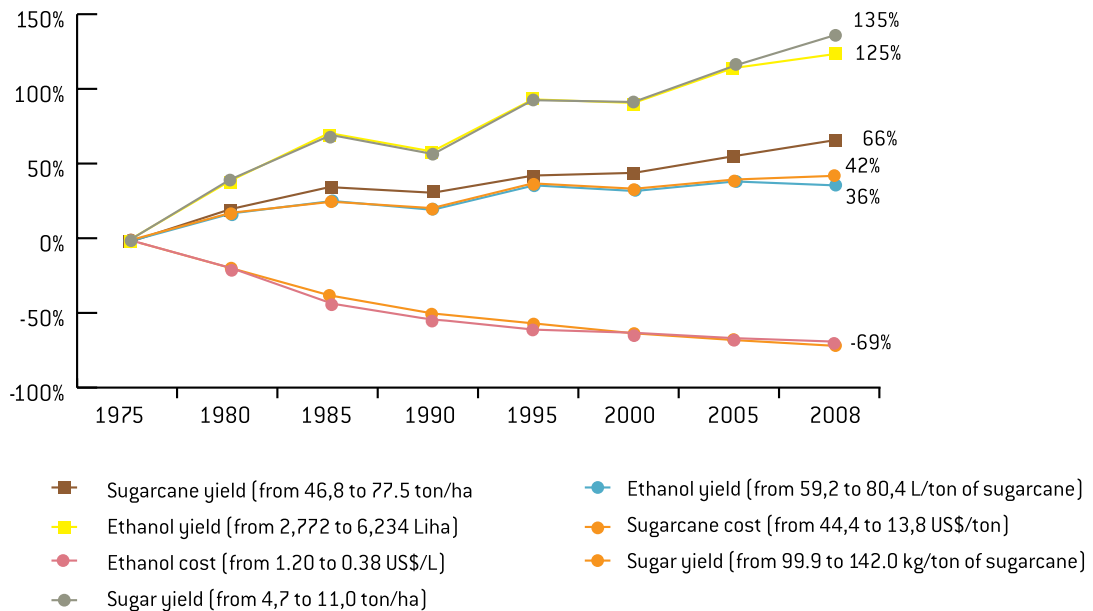
A produção e uso de etanol para fins energéticos vem sendo desenvolvida no Brasil desde o início do século passado. A partir de um decreto em 1931, o governo federal determinou a mistura compulsória de etanol (então chamado álcool motor) na gasolina em um nível mínimo de 5% e, considerando o período de 1930 a 1975, o teor médio de etanol na gasolina consumida pelos veículos brasileiros ficou ao redor de 7,5% (BNDES, 2008). Com o Programa Nacional do Álcool, criado em 1975, essa tecnologia recebeu um impulso decisivo, mediante a abertura de linhas de financiamento para a implantação de unidades produtoras, o estabelecimento de uma matriz de preços favorável, o suporte ao desenvolvimento tecnológico e a definição de um mercado assegurado, inicialmente ampliando o teor de etanol anidro na gasolina e desde 1979 com a utilização do etanol hidratado puro em motores fabricados ou adaptados para esse biocombustível.

Sob tais estímulos, foi notável não apenas a expansão da capacidade de produção e da frota de veículos a etanol, como também se observou uma significativa evolução dos indicadores de produtividade agrícola e industrial. Entre 1975 e 2005 a produtividade agroindustrial se incrementou em uma taxa média acumulativa anual de 3,5%, promovendo relevantes reduções de custo de produção, como mostrado na figura 17 (Lago et al., 2010, apud Cortez, 2011) e revelando um efetivo percurso ao longo de uma curva de aprendizagem (Goldemberg et al., 2004).

Como consequência dessa evolução, a área atualmente dedicada à produção de cana para fins exclusivamente energéticos é estimada em cerca de 3,6 vezes inferior à área que seria requerida caso se mantivessem os índices de produtividade observado nos anos 1970 (BNDES, 2008).

Um indicador que sintetiza bem a racionalidade energética alcançada pela cadeia produtiva do etanol de cana-de-açúcar é a relação entre produção e o consumo de energia nessa agroindústria, considerando as formas diretas (excluindo a energia solar) e indiretas (insumos e equipamentos) de consumo energético. O valor médio desse indicador, para as unidades produtoras do Centro-Sul brasileiro, situa-se ao redor de 9,2 (Macedo et al., 2008), bastante acima do observado em todas as demais rotas de produção de biocombustíveis líquidos, tipicamente entre 1 e 3 (E. Gnansounou et al., 2005). Esse excelente desempenho na conversão da energia solar em energia química utilizável resulta fundamentalmente do emprego da cana-de-açúcar como matéria-prima, uma planta com elevada eficiência fotossintética, bem como de sua produção e processamento em condições adequadas, com baixo nível de perdas, alto reciclo de nutrientes (com a utilização da torta de filtro e vinhoto como fertilizantes) e aproveitamento eficiente dos co-produtos, com destaque para o uso do bagaço para o atendimento da demanda energética na agroindústria, com geração de excedentes de eletricidade para a rede pública.

Figura 17 – Evolução dos indicadores de produtividade e custos na produção de etanol de cana-de-açúcar no Brasil entre 1975 e 2008 (Lago et al., 2010 apud Cortez, 2011)



O uso de etanol se expandiu, intercalando períodos de maior crescimento e de relativa estagnação. Conforme pode ser observado na figura 18, na etapa inicial do Próalcool (1975 a 85), foi notável o crescimento da produção de etanol, por conta do processo de substituição da gasolina na frota veicular. Já entre 1985 a 2001, a retração nas políticas de suporte ao etanol levou à redução do interesse dos consumidores e a produção se sustentou principalmente no consumo do etanol anidro usado na mistura com a gasolina.

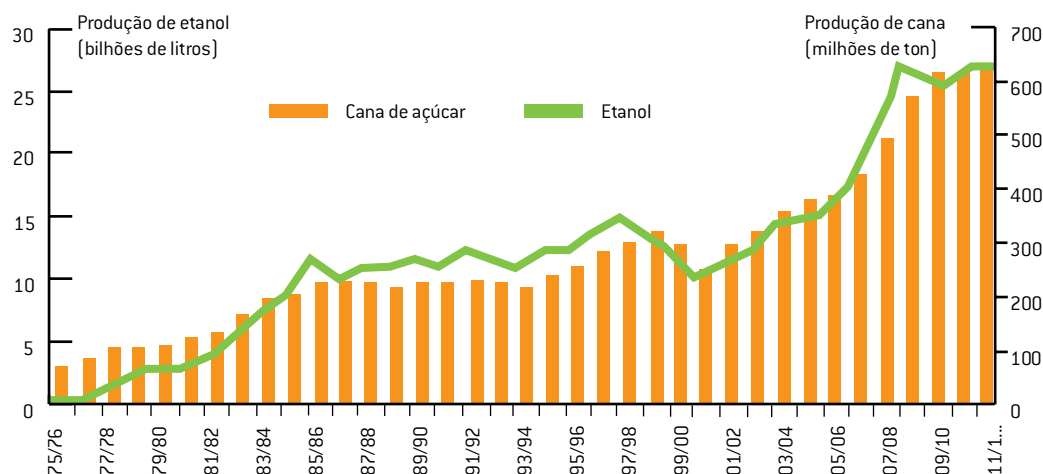
Durante esse período a frota de veículos a etanol hidratado foi reduzindo paulatinamente, entretanto com a introdução bem-sucedida dos veículos com motores flexíveis no mercado brasileiro, em 2003, o uso de etanol hidratado voltou a crescer e superou o da gasolina. Entretanto, a partir de 2008, a descontinuidade nas políticas públicas relacionadas ao etanol e outros fatores adversos, comentados adiante, estancaram o processo de crescimento dessa agroindústria.

O programa de produção e uso de etanol de cana no Brasil representa o mais importante programa de energia renovável do mundo, aportando o equivalente a 930 mil barris de petróleo por dia, levando em conta a produção de biocombustível líquido e eletricidade nas usinas (MME, 2011).

Considerando as safras dos dois últimos anos, o setor sucroalcooleiro no Brasil apresenta anualmente um produto econômico da ordem de US\$ 50 bilhões, envolvendo 434 unidades industriais e cerca de 70 mil produtores de cana, gerando 1.340 mil empregos diretos e respondendo por 18% da oferta interna de energia, a segunda mais importante fonte de energia no país, superada apenas pelo petróleo.

Com a comercialização de veículos com motores flexíveis, cerca de 50% da frota brasileira de veículos leves (27 milhões de automóveis em 2010) estão preparados para o consumo de etanol hidratado, enquanto o restante utiliza gasolina com 18 a 25% de etanol anidro (Jank, 2011).

Figura 18 – Evolução da produção de cana-de-açúcar e etanol no Brasil
[elaboração própria a partir de UNICA, 2011a]



Através da rota tecnológica, o etanol é produzido em bases economicamente competitivas com os combustíveis fósseis e com relevantes benefícios ambientais em escala global (pode mitigar em mais de 80% as emissões GEE, por unidade de energia útil fornecida) (BNDES, 2008).

Nesse contexto, o cabal reconhecimento por outros países da redução das emissões de GEE na cadeia de produção e uso do etanol, tal como desenvolvida no Brasil, são passos importantes para expandir o mercado. Depois de longo processo de análise, em abril de 2009, a agência ambiental da Califórnia (California Air Resources Board, CARB) reconheceu que o uso do etanol de cana-de-açúcar permite reduzir de forma expressiva as emissões de carbono, sendo um dos poucos biocombustíveis que atendem às disposições da Norma de Combustível de Baixo Carbono (Low Carbon Fuel Standard, LCFS) do Estado.

Em fevereiro de 2010, a agência nacional de proteção ambiental dos EUA (Environmental Protection Agency) concedeu ao etanol brasileiro a designação de “biocombustível avançado”, reconhecimento que abre uma excelente perspectiva, na medida em que esse biocombustí-

vel é uma das poucas alternativas para atender a demanda determinada pela legislação dos EUA (Energy Independence and Security Act, EISA) e que prevê uma participação crescente dos biocombustíveis avançados (definidos conforme o Renewable Fuel Standard) no mercado norte-americano (EPA, 2011).

O reconhecimento das vantagens ambientais do etanol de cana-de-açúcar por essas agências representa certamente um dos passos mais fundamentais no processo de redução das barreiras a esse biocombustível. Quase paradoxalmente, o comércio internacional de etanol permanece travado por medidas protecionistas dos países potenciais importadores, que salvo exceções, mantém barreiras alfandegárias significativas.

Entretanto, o etanol brasileiro enfrenta desafios importantes. O presente quadro do setor sucroalcooleiro é complexo, se iniciando com a crise do setor financeiro global em 2008, quando as condições de financiamento para a implementação de novas unidades produtoras foram drasticamente alteradas, provocando a descapitalização de diversas empresas que desenvolviam novos projetos.

Essas dificuldades se agravaram por conta de safras com menor produtividade por questões climáticas e menor índice de renovação dos canaviais, essencialmente por restrições de capital (CONAB, 2009).

Os custos de produção da cana vêm se elevando consideravelmente e desde 2005 cresceram cerca de 40%, de R\$ 42 por tonelada de cana para R\$ 60, segundo a UNICA. Entre os fatores que explicam esse avanço, pode ser citado a valorização do Real e a alta carga tributária, elevando o preço de diversos insumos, além de os fatores associados à própria expansão do setor, como a falta da mão-de-obra e a rápida adoção da mecanização da colheita de cana, que deverá atingir 100% em 2014, no estado de São Paulo (OESP, 2011). Esse contexto apresenta ainda dois aspectos importantes: os elevados preços internacionais do açúcar, estimulados pelo crescimento da demanda na Ásia e o represamento de preços da gasolina no mercado interno, que se mantém artificialmente estáveis nos últimos três anos, assumindo preços do petróleo ao redor de 60 US\$/barril (Petrobras, 2011).

Todos esses fatores combinados ampliaram as incertezas inerentes aos negócios no setor energético e desestimularam a produção de etanol, levando à majoração de seus preços e promovendo um maior uso da gasolina pelos veículos flexíveis. Como uma reação a esse cenário, em setembro de 2011 o governo decidiu baixar o teor de etanol na gasolina de 25% para 20%, reduzindo em cerca de 1,7 bilhão de litros de demanda anual de etanol anidro, com o objetivo de equilibrar a oferta de etanol no mercado interno. Infelizmente, essa medida promove necessariamente um maior consumo de gasolina, importada sob preços acima do valor de realização da Petrobras, ampliando as perdas dessa empresa com esse derivado.

Nesse sentido, um ajuste da matriz tributária dos combustíveis e a atualização dos preços dos derivados de petróleo seriam medidas saudáveis para a economia brasileira e para o uso eficiente dos vetores energéticos. Outra alternativa, quase paradoxal e possivelmente de real interesse, seria promover simultaneamente a importação de etanol dos EUA, produzido em condições subsidiadas, e a exportação para esse país de etanol brasileiro (Nastari, 2011), cujos atributos de qualidade ambiental permitem atender melhor que o produto norte-americano as metas de introdução de biocombustíveis, associadas aos níveis de emissão de GEE.



Bioetanol de cana-de-açúcar: um biocombustível sustentável

Frente ao quadro de dúvidas no mercado e sem a suficiente definição de políticas públicas e estratégias energéticas no campo da bioenergia, o etanol de cana-de-açúcar apresenta bons indicadores de sustentabilidade, considerando os pontos-de-vista ambiental, social e econômico.

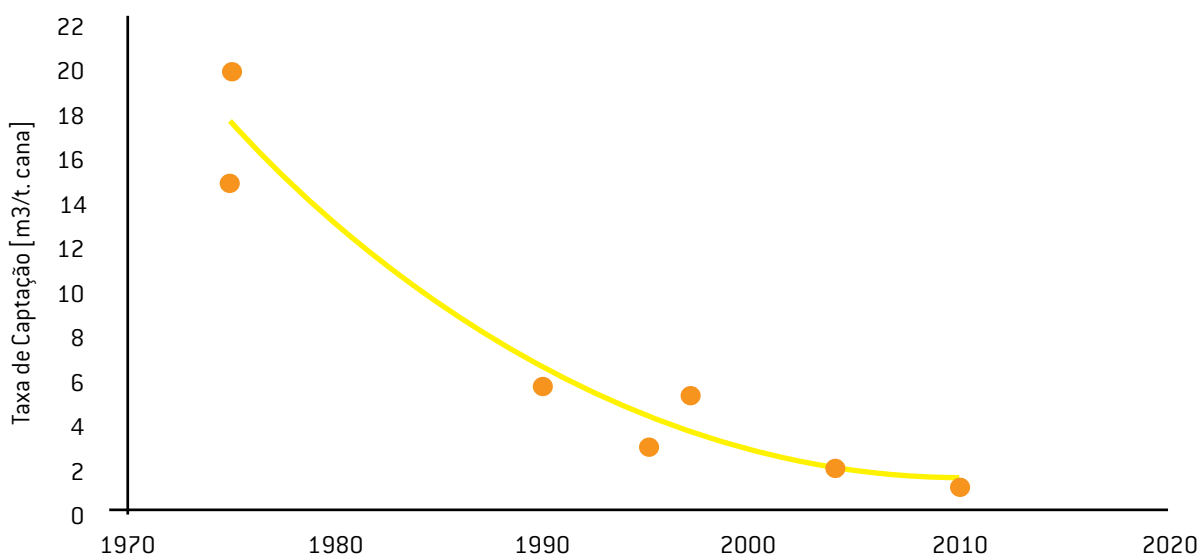
Com relação aos aspectos ambientais – em termos de emissões de impacto global ou local, impacto sobre os recursos hídricos (uso de água e disposição de efluentes), uso de defensivos agrícolas e fertilizantes, erosão e proteção da fertilidade do solo e da biodiversidade – estão disponíveis estudos científicos que confirmam que a agroindústria brasileira da cana-de-açúcar se apresenta em um marco de racionalidade, com uma evolução favorável associada à introdução de inovações, ao mesmo tempo em que a ação de agências governamentais vem compelindo o setor à adoção de práticas ambientais responsáveis.

A exemplo desse processo, a figura 19 apresenta como a utilização de água na fase industrial de produção de etanol reduziu-se acentuadamente durante as últimas décadas, passando de níveis ao redor de 18 para cerca de 2 m³ por tonelada de cana processada (Elia Neto, 2010), como resultado de medidas de redução de perdas, reuso e reciclagem.

Igualmente relevante, o zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar promovido pelo governo federal delimitou as áreas a serem utilizadas para a produção canavieira. Este trabalho foi realizado pela Embrapa Solos, envolvendo dezenas de instituições e pesquisadores de temas agrícolas e ambientais, considerando mapas de solo, clima, pluviosidade, topografia, classificando e delimitando as áreas de maior potencial produtivo, determinado por um patamar mínimo de produtividade e respeitando a legislação ambiental vigente e as áreas que devem ser preservadas, bem como procurando diminuir a competição com as áreas dedicadas à produção de alimentos.

31)

Figura 19 – Evolução do consumo de água na fase industrial da produção de etanol de cana-de-açúcar (Elia Neto, 2010)



Lançado através do Decreto Nº 6.961/2009, o zoneamento apresenta áreas aptas para a cultura da cana e proíbe o cultivo da cana em biomas sensíveis, como a Amazônia, Pantanal e Bacia do Alto Paraguai, e a expansão do cultivo sobre qualquer tipo de vegetação nativa (MAPA, 2009).

As áreas consideradas aptas para a expansão do cultivo da cana-de-açúcar foram classificadas segundo sua utilização atual e totalizam cerca de 65 milhões de hectares: 19,3 milhões com alto potencial produtivo e 41,5 milhões com médio. As áreas aptas à expansão cultivadas com pastagens, em 2002, representam 37,2 milhões de hectares e excluem: terras com declividade superior a 12%, considerando a adoção da colheita mecânica; áreas com cobertura vegetal nativa; os biomas Amazônia e Pantanal; áreas de proteção ambiental; terras indígenas; remanescentes flo-

restais; dunas e mangues; escarpas e afloramentos de rocha; reflorestamentos; áreas urbanas e de mineração e as áreas já cultivadas com cana no ano safra 2007/2008 (MAPA, 2009). Esse trabalho amplia a ação do Estado no sentido de assegurar que a produção de bioenergia da cana não se dará sobre áreas ambientalmente sensíveis, nem reduzindo as áreas dedicadas atualmente a outros produtos agrícolas.

Considerando que atualmente a área cultivada em cana, cerca de 8 milhões de ha, representa 1% do território nacional e que o zoneamento agroecológico indica que a expansão dessa área pode ocorrer em 7,5% das terras brasileiras, fica evidente que “as áreas aptas são mais do que suficientes para atender às futuras demandas de etanol e açúcar projetadas para as próximas décadas no mercado interno e externo” (MAPA, 2009).

Figura 20 – Zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar (MAPA, 2009)

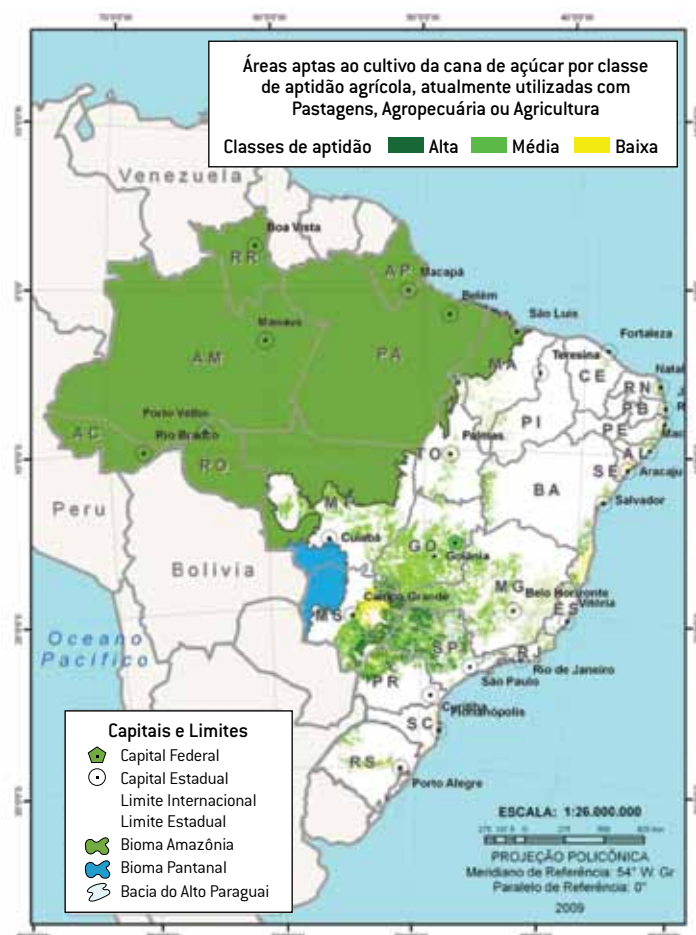
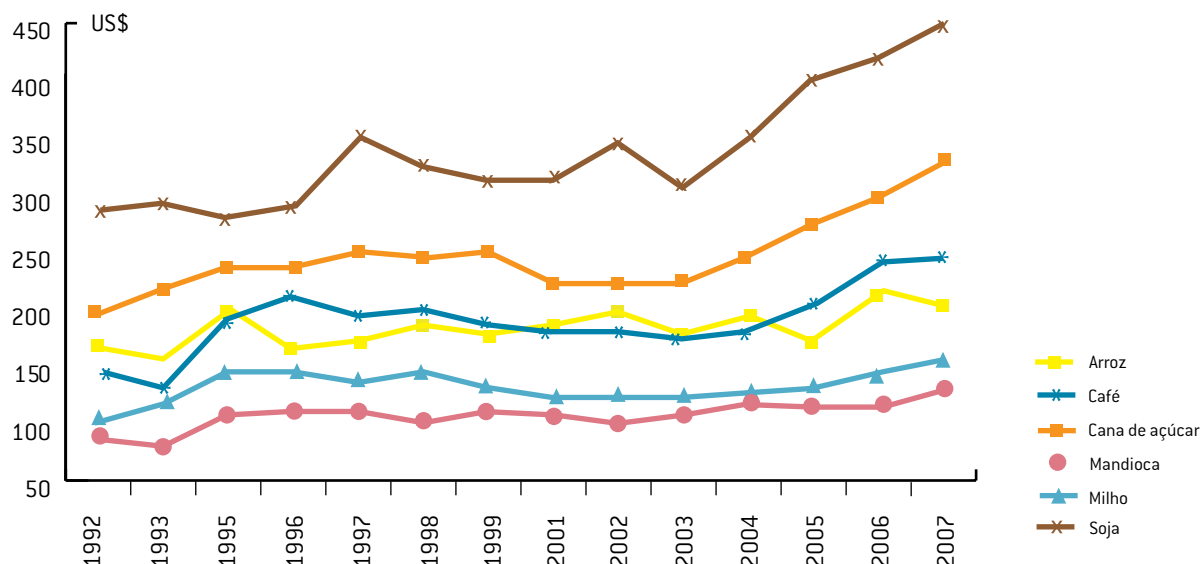


Figura 21 – Salários pagos aos trabalhadores rurais em diferentes culturas (Moraes, 2010)



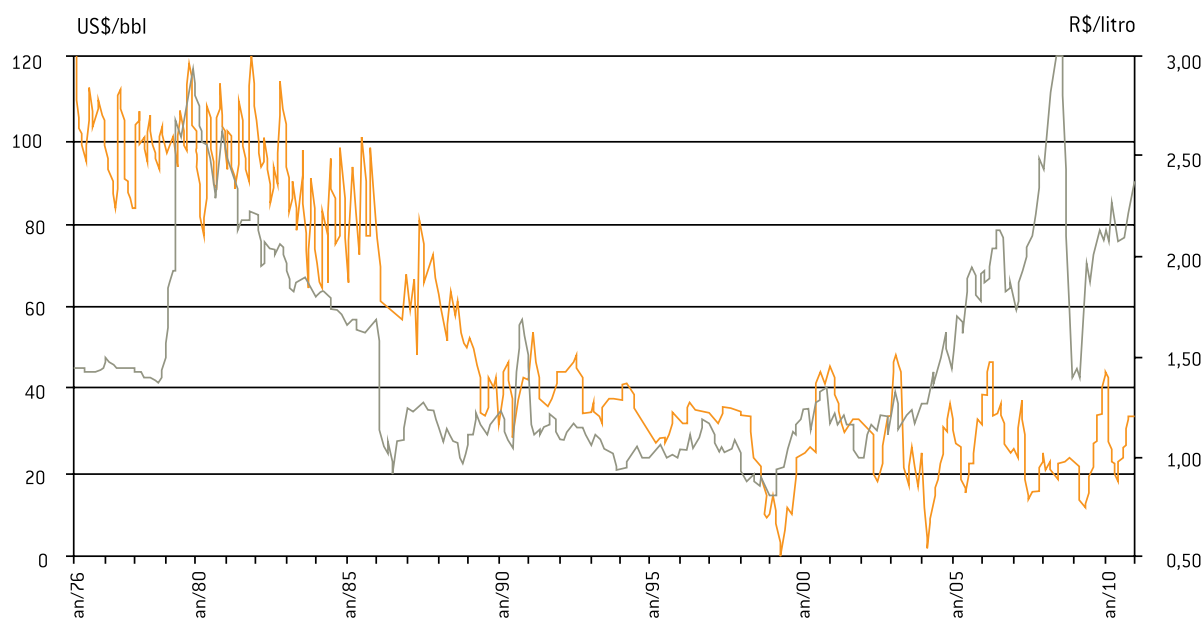
Para promover em escala global a mistura de 10% de etanol na gasolina, tendo em vista a demanda projetada para 2025 (205 bilhões de litros de etanol), seriam necessários cerca de 36 milhões/ha, localizados não apenas no Brasil (CGEE, 2005).

Apesar da contribuição para a redução das emissões de GEE, a produção de etanol não tem utilizado o suporte do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Esse contexto é diferente para o aproveitamento do bagaço das usinas sucroalcooleiras em plantas de cogeração eficientes, que atendem às exigências do MDL, contando com uma metodologia consolidada para cômputo das emissões evitadas, com alto potencial de geração de créditos de carbono de 1.680 tCO₂/ano por MW instalado (Souza, 2011). Nesse sentido, 29 projetos de cogeração no setor sucroalcooleiro, 1210 MW (30% deles) foram aprovados pela Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (MCT, 2011).

Outras possibilidades identificadas para a utilização do MDL na agroindústria da cana-de-açúcar são a substituição de caldeiras antigas por unidades mais eficientes e com parâmetros mais elevados no vapor, a biodigestão do vinhoto com geração de biogás, o emprego de etanol aditivado em fro-
tas cativas em substituição ao diesel, o reflorestamento em áreas de preservação permanente e/ou com aproveitamento da biomassa para geração de energia elétrica, a eliminação de queimadas prévias às colheitas e a adoção de transporte dutoviário de etanol.

No tocante aos aspectos sociais, a produção de etanol tem extensa cadeia produtiva, expressiva geradora de oportunidades de emprego. Segundo o Ministério do Trabalho, 1.283 mil trabalhadores estavam formalmente registrados no setor sucroalcooleiro, em 2007. Se 36,5% desles eram da produção de etanol, esta gera 10,9 empregos por tonelada de petróleo produzida, enquanto o setor de petróleo e gás natural gera 0,47 empregos por tonelada de petróleo, ou seja, o etanol gera 23 vezes mais (Moraes, 2009).

Figura 22 – Evolução dos preços do petróleo (US\$ a valores de dez/2010) e do preço do etanol anidro ao produtor (R\$ a valores de dez/2010) [Jank, 2011]



(34

Os empregos na agroindústria do etanol apresentam indicadores de qualidade (nível de remuneração, perfil educacional, nível de formalização, sazonalidade, etc.) superiores aos demais empregos rurais. Por exemplo, enquanto menos de 40% dos trabalhadores rurais têm carteira assinada, na agricultura da cana-de-açúcar esse percentual supera 81%, em média nacional, sendo perto de 99% no Estado de São Paulo (Moraes et al., 2010). Um aspecto a destacar nesse contexto é a firme tendência de mecanização da colheita da cana, motivada por condicionantes ambientais e econômicos, reduzindo os indicadores de demanda de pessoal, ao mesmo tempo em que tem promovido uma elevação da qualificação e dos salários pagos aos trabalhadores, que tendem a se aproximar dos salários pagos na cultura da soja, largamente mecanizada. Estima-se que na safra 2008/2009, 37% da cana foi colhida mecanicamente, por 1.912 colhedeiras, com a colheita manual sendo executada por cerca de 300 mil trabalhadores (CONAB, 2010).

Sobre o aspecto econômico, cabendo observar que esse biocombustível é produzido no Brasil em níveis competitivos frente aos derivados de petróleo, considerando os preços praticados no mercado internacional, como indicado na figura 22.

A rigor, a avaliação correta dos custos econômicos e das externalidades associadas aos diferentes combustíveis agrega valor ao etanol e justifica as políticas de estímulo que tem recebido em diversos países. Entretanto, como já comentado, nos últimos anos os preços internos da gasolina no Brasil se afastaram da paridade com os preços internacionais, reduzindo de forma evidente a competitividade interna do etanol no mercado brasileiro.

Bioeletricidade da cana-de-açúcar

Além do etanol, a contribuição da cana à matriz energética brasileira vem se expandindo de forma notável através da energia elétrica, produzida em sistemas de cogeração que atendem as demandas de energia eletromecânica e térmica nas usinas e podem gerar excedentes significativos de eletricidade para a rede pública. Essa tecnologia, até os anos 1990 era praticada de forma tradicional e com eficiência limitada, visando atender apenas ao consumo próprio das usinas. Com o aperfeiçoamento do marco regulatório do setor elétrico, tornou-se possível a comercialização dos excedentes com as concessionárias de distribuição e em diversas usinas foram introduzidas caldeiras e turbogeradores operando com pressões mais elevadas, aumentando a capacidade de geração e a venda de energia elétrica, com a contribuição da palha da cana (pontas e folhas) para o incremento da geração, passível pela adoção da colheita mecanizada da cana sem a queimada prévia. Apenas adotando tecnologias mais eficientes, é possível ampliar de forma significativa a produção de energia elétrica.

Em agosto de 2011 estavam cadastrados 337 sistemas de cogeração em usinas de açúcar e etanol, representando uma capacidade de 6.657 MW, 5,4% da capacidade total de geração elétrica no país, gerando 8.774 GWh para a rede pública em 2010 (ANEEL, 2011).

Contudo, o potencial para produção de bioeletricidade no contexto da indústria canavieira está ainda desenvolvido de forma limitada: apenas 129 usinas (30% de 432 usinas) estão interligadas e comercializam seus excedentes de energia elétrica. Uma maior utilização desse potencial passa pelo adequado reconhecimento, na legislação e pelos mecanismos de comercialização de energia no setor elétrico, das relevantes externalidades dessa tecnologia, descentralizada e cujo aporte ao sistema coincide com o período de menor hidraulicidade na maioria das centrais hidrelétricas, permitindo assim elevar as disponibilidades médias de energia do sistema interligado nacional. Conforme o ONS, cada GW médio entregue no período seco corresponde a um ganho energético de 4%, na forma de água armazenada nos reservatórios do sudeste e centro-oeste (Souza, 2011).

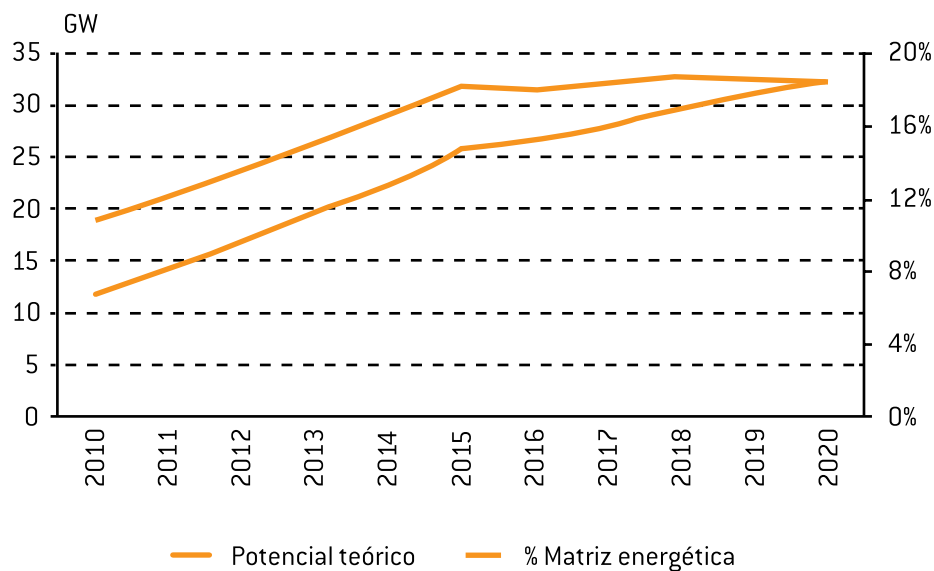
A capacidade de produção de energia elétrica utilizando bagaço pode ser ampliada de forma relevante: a figura 23, elaborada a partir de estudos da EPE e UNICA, apresenta a estimativa para o desenvolvimento da potência instalada nos sistemas de cogeração nas usinas sucroalcooleiras no Brasil, considerando as melhores tecnologias atualmente disponíveis e prevendo que essa forma de produção de energia elétrica poderá alcançar até 2020 um potência superior a 30 GW e representar cerca de 18% da oferta de energia elétrica (Jank, 2011).

35)

Tabela 9 – Energia elétrica e bagaço excedente em sistemas de cogeração na indústria de cana para diferentes condições do vapor na saída da caldeira e níveis de utilização da palha (CGEE, 2005)

Parâmetros do sistema de cogeração	Consumo de vapor de processo (kg/tc)	Período de geração	Uso da palha	Energia elétrica excedente (kWh/tc)	Bagaço excedente (kg/tc)
21 bar, 300°C	500	safrá	não	10,4	33
42 bar, 400°C	500	safrá	não	25,4	50
42 bar, 450°C	500	safrá	não	28,3	48
65 bar, 480°C	500	safrá	não	57,6	13
65 bar, 480°C	350	safrá	não	71,6	0
65 bar, 480°C	500	ano todo	50%	139,7	13
65 bar, 480°C	350	ano todo	50%	153,0	0

Figura 23 – Evolução dos preços do petróleo (US\$ a valores de dez/2010) e do preço do etanol anidro ao produtor (R\$ a valores de dez/2010) [Jank, 2011]



(36

Perspectivas de produção e desenvolvimento tecnológico

Com relação às perspectivas para o etanol, a tabela 10 apresenta como se projetou no PNE 2030, a evolução dos principais indicadores associados à agroindústria da cana nas próximas décadas. O crescimento da produção mantém-se elevado nos períodos 2005-2010 e 2010-2015, com taxas de 8,7 e 6,0% ao ano, respectivamente. Nos períodos seguintes, foi assumido um menor crescimento médio anual, 2,1 e 1,6%, respectivamente para 2020-2025 e 2025-2030 [EPE, 2008]. As projeções apresentadas pelo PNE 2030 para 2010 mostram que a produção total e o consumo interno se apresentam cerca de 15% mais elevados do que os valores inicialmente estimados, enquanto a produção de etanol celulósico permanece como possibilidade.

Em continuidade ao processo de agregação de conhecimento à cadeia produtiva do etanol, diversas tecnologias inovadoras vêm sendo estudadas e aperfeiçoadas, buscando ganhos de produtividade e diversificação do perfil de produção.

Destacam-se os processos voltados para a valorização energética dos resíduos lignocelulósicos, mediante rotas termoquímicas e bioquímicas para a produção de biocombustíveis, inclusive sucedâneos do óleo diesel, e bioeletricidade. Espera-se que algumas dessas alternativas se viabilizem em médio prazo, aumentando a sustentabilidade das cadeias energéticas baseadas na cana-de-açúcar.

O Brasil tem oferecido condições favoráveis às empresas interessadas em desenvolver e experimentar novos processos, como a oferta de matéria-prima a preços competitivos, unidades instaladas com utilidades disponíveis (eletricidade e vapor de processo), cadeias logísticas instaladas e mercado consumidor. Aproveitando tais condições, tem sido observada a implantação de unidades piloto ou de demonstração de processos bioenergéticos inovadores envolvendo empresas brasileiras e estrangeiras, já atuantes no setor industrial ou empresas dedicadas às novas tecnologias, como a Amyris e a LS9.

Tabela 10 – Projeções do PNE 2030 para o etanol e à agroindústria da cana (EPE, 2008)

Indicador	unidade	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção de cana	milhão de t	431	518	715	849	1.002	1.141
Área cultivada	milhão de ha	5,6	6,7	9,2	10,6	12,4	13,9
Produtividade	t/ha	76,6	77	78,1	80,1	80,8	82,1
Rendimento industrial	litro/t	78,1	82,3	85,9	90	91,2	92,1
Prod. de açúcar	milhão de t	28,5	32	46	52	64	78
Produção total etanol	milhão de m ³	16,5	24,1	36,7	51,0	57,3	62,1
Etanol convencional	milhão de m ³	16,5	24	35	46,5	51,5	55
Etanol celulósico	milhão de m ³	0	0,1	1,6	4,5	5,8	7,1
Consumo interno	milhão de m ³	13,6	17,4	25,5	32,4	40,7	52,5
Exportação	milhão de m ³	2,9	6,7	11,2	18,6	16,6	9,6

Não obstante os investimentos já realizados e o grande empenho de instituições públicas e privadas, com avanços relevantes na compreensão dos processos biológicos e físicos, não parece previsível no curto prazo o amadurecimento dos processos de produção de biocombustíveis líquidos, cujos parâmetros de processo e produtividade implicam em custos elevados, inviabilizando a operação de unidades em escala comercial. Deve-se agregar aos obstáculos tecnológicos por superar a grande diversidade de alternativas em pauta, que agrega um risco tecnológico adicional, correspondente ao empenho no aperfeiçoamento de uma opção menos promissora, superada por outra de melhor desempenho.

Independentemente da necessidade de que as instituições nacionais de pesquisa e desenvolvimento em bioenergia se mantenham atuantes e atualizadas – quanto aos sistemas inovadores de produção de biocombustíveis, considerando a gama de rotas tecnológicas em bioenergia da cana-de-açúcar e o quadro de custos dos vetores energéticos no país, bem como as especificidades da matriz energética brasileira, em que se apresentam preocupações com o suprimento de energia elétrica e uma situação mais folgada na oferta de combustíveis veiculares – vale constatar que as tecnologias dedicadas à geração elétrica apresentam significado estratégico.

Com efeito, tendo em vista os valores de produtividade e custos atualmente previstos para a fase madura dessas tecnologias, os processos de gaseificação associados a ciclos termelétricos avançados se mostram mais compensadores do que os processos de hidrólise enzimática de materiais lignocelulósicos visando à produção de etanol, desde uma perspectiva brasileira.

Considerando os balanços energéticos e as emissões de GEE para o ciclo de vida de biocombustíveis obtidos para as condições brasileiras (Nogueira, 2011), foram avaliados os seguintes cenários [o emprego de biodiesel e etanol hidratado, a serem comparados com o cenário de referência, correspondente ao diesel mineral puro]:

- Cenário 1:B5 (5% de biodiesel no diesel mineral), considerando o atual mix de matérias-primas na produção de biodiesel (85% a partir de óleo de soja e 15% a partir de sebo bovino, rota metílica).
- Cenário 2:B5, considerando um mix melhorado de produção de biodiesel (85% a partir de óleo de palma e 15% a partir de sebo bovino, rota metílica).
- Cenário 3:B100, considerando um mix otimizado de produção de biodiesel (85% a partir de óleo de palma e 15% a partir de sebo bovino, rota etílica).

– Cenário 4: E100, etanol hidratado aditivado, em motores diesel de alto desempenho (injeção eletrônica e alta taxa de compressão).

Os dois primeiros cenários correspondem ao contexto existente no mercado brasileiro desde janeiro de 2010 e não requerem qualquer alteração nos motores, já que a especificação do biodiesel foi estabelecida de forma a assegurar que parâmetros da mistura biodiesel/diesel sejam os mesmos encontrados no diesel mineral, condição sob a qual os fabricantes de motores mantém a garantia de seus produtos. Para os outros dois cenários, nos quais se assume que os tratores, colhedoras e caminhões das usinas utilizem biodiesel puro ou etanol aditivado, são necessárias modificações nos motores.

No Cenário 3, essas modificações podem ser relativamente simples, essencialmente associadas aos materiais empregados nos motores, e têm sido implementadas por alguns fabricantes.

Para o Cenário 4, a tecnologia a ser empregada ainda está em desenvolvimento, mas atualmente já são comercializados motores diesel capazes de queimar etanol hidratado puro aditivado (Scania, 2007). Para a estimativa do consumo de diesel foi adotado o valor médio determinado por Seabra (2008), 230 litros por hectare, sendo que 31% correspondem às operações agrícolas, 40% à colheita, carregamento e transporte e 29% às outras atividades, relacionadas com a produção de etanol e não identificadas.

Ainda que na situação atual o emprego de B5 tenha um impacto limitado, pelo baixo teor e a grande participação da soja na produção de biodiesel, com uma rota produtiva de baixo desempenho energético, a possível adoção de tecnologias mais eficientes, como o biodiesel de palma e o etanol hidratado, poderá trazer impactos positivos importantes, ampliando as vantagens do etanol de cana-de-açúcar.

Tabela 11 – Impacto do uso de biocombustíveis sobre indicadores da cadeia produtiva do etanol de cana-de-açúcar Combustível

Combustível	Consumo (litro/ha)	Relação de energia ($\text{MJ}_{\text{renovável}}/\text{MJ}_{\text{fóssil}}$)	Redução nas emissões de GEE
Óleo diesel puro	230	9,4	0,0%
Diesel B5 atual	227	9,6	0,9%
Diesel B5 melhorado	225	9,6	0,9%
Biodiesel puro B100	225	15,4	17,2%
Etanol aditivado E100	392	16	8,9%



POLÍTICAS PÚBLICAS DE FOMENTO ÀS TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS VERDES

Considerando a proposição, o desenvolvimento e a efetiva adoção de tecnologias visando o fortalecimento da Economia Verde no contexto energético, é preciso reconhecer o papel fundamental dos governos como agentes indutores do processo de geração e aplicação de conhecimento, redução de riscos e difusão de potenciais e experiências. Apenas as forças de mercado são insuficientes para alterar o *status quo*, já que os prazos de maturação dos investimentos no setor energético são elevados e as alternativas convencionais apresentam menores riscos quando comparadas às novas tecnologias, mesmo quando indiquem custos globais menores.

Todas as experiências bem-sucedidas de adoção significativa de novas tecnologias energéticas contaram com o suporte do Estado durante anos, até ser alcançado um nível de maturidade que permita a exposição com as demais alternativas em um ambiente concorrencial. O histórico da expansão da produção e uso de etanol do Brasil, mesmo antes do Proálcool, confirma a relevância das políticas públicas na consolidação de um programa inovador no campo energético, com as características sustentáveis.

Assim, é oportuno analisar o quadro institucional vigente, ponto de partida para as recomendações de medidas e ações que concluem esse trabalho. Como uma referência para essa revisão, são apresentadas medidas de políticas públicas listadas no Relatório Especial sobre Energias Renováveis (IPCC, 2011 apud Pereira, 2011): Tarifas prêmio (*Feed-in Tariffs*) para compra da eletricidade proveniente de fontes renováveis; quotas de energias renováveis; leilões específicos; comercialização de certificados de renováveis; créditos fiscais para os produtores de energias renováveis; redução de impostos na venda ou sobre a produção de energia, depreciação acelerada; subsídios ao investimento, doações, rebates; financiamento público: participações, empréstimos ou doações, garantias; sistemas simplificados de venda de excedentes de energia

renovável (Net metering); prioridade de acesso a rede ou de despacho; licitações públicas competitivas; etiquetagem verde, garantia de origem e compras verdes.

Esse relatório prescreve ainda que investimentos públicos em pesquisa e desenvolvimento são mais efetivos quando complementados por outros instrumentos de políticas que, simultaneamente, promovam a implantação de projetos de produção e uso de energias renováveis, estimulando a formação de um mercado real.

Produção de eletricidade

Requerendo – por seu porte, relevância estratégica, dependência de recursos naturais e forte presença de monopólios naturais – um nível de organização e de institucionalidade mais elevados do que os dos demais segmentos do setor energético, a produção de energia elétrica apresenta importantes e ativas estruturas de gestão e planejamento que implementam políticas e desenvolvem as estratégias do governo, como é o caso do Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Eletrobrás. A geração hidrelétrica predominou fortemente desde o início do século passado até as últimas décadas, quando o relativo esgotamento dos potenciais aproveitáveis mais significativos e próximos aos centros de cargas no sudeste e o crescimento das reservas nacionais de hidrocarbonetos, particularmente como gás natural, levou a termeletricidade à posição de alternativa mais adotada para a expansão da capacidade instalada.

Foi nessas circunstâncias que o governo federal lançou em 2002 e regulamentou em 2004 o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), com objetivo de promover a geração elétrica de energia renovável (centrais eólicas, PCH's e usinas termelétricas a biomassa) por produtores independentes de energia,

mediante leilões e a compra assegurada da energia a ser gerada, com isenção dos custos de transmissão e distribuição. Como estímulo adicional, foram instituídos subsídios através de linhas especiais de crédito do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Na concepção inicial, se previa a contratação de 3.300 MW, sendo 1.100 MW para cada fonte de energia, valores redistribuídos em função da menor participação das centrais a biomassa. Na configuração final, foram contratados 144 projetos, com uma potência instalada total de 3.299,4 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,2 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,9 MW de 54 usinas eólicas, e 685,2 MW de 27 usinas a base de biomassa (PROINFA, 2011). A expectativa inicial era alcançar 10% de participação dessas fontes alternativas de energia renovável na matriz elétrica nacional até 2020, mas como foi implementada apenas a primeira fase, essa meta não foi atendida (Castro e Dantas, 2008).

Do ponto de vista das políticas, esse programa brasileiro incorporou tarifas diferenciadas, com o pagamento de preço fixo para a energia produzida, e adotou premissas do sistema de cotas, limitando a aquisição a uma única compra de 3.300 MW. A segunda fase não foi realizada em função da mudança do modelo setorial de comercialização de energia elétrica, que introduziu a sistemática dos leilões. Nesse modelo, as fontes alternativas renováveis passaram a competir com as demais fontes no mesmo certame, e nos oito leilões realizados no período de 2005 até 2008, foi reduzida a aquisição da energia de biomassa e de PCH's e nenhuma energia eólica foi contratada. Com a exceção dos três grandes projetos hidrelétricos (Jirau, Santo Antonio e Belo Monte), as fontes térmicas convencionais (fósseis) passaram a predominar: assim da energia comprada entre 2005 e 2008 nos leilões convencionais, 73% foi de origem fóssil.

O cenário começou a mudar com a introdução dos leilões específicos de fontes renováveis, resgatando a proposta do PROINFA. O primeiro desses leilões em 2007 apresentou resultado

inexpressivo, mas os leilões de biomassa em 2008 e o de eólica em 2009 já mostraram melhores números, que resultaram num importante leilão de renováveis em 2010, redirecionando a política do setor para uma efetiva mitigação das emissões futuras do setor (Pereira et al, 2010).

Os leilões de fontes renováveis são promovidos pelo MME através da EPE, apresentando a mesma estrutura dos leilões de energia (A-3 e reserva) e negociação de contratos com a duração de 30 anos para empreendimentos hídricos, 20 anos para centrais eólicas e 15 anos para as demais fontes. O primeiro leilão, realizado em junho de 2007, ficou aquém das expectativas: inicialmente foram habilitados 87 empreendimentos totalizando 2.803 MW, mas apenas 1.165 MW foram efetivamente ofertados, com um resultado final ainda menor, com o acréscimo de um total de 638,6 MW ao Sistema Interligado Nacional a partir de 2010, sendo 85% a partir de termelétricas movidas à biomassa (essencialmente bagaço) e 15% MW de pequenas centrais hidrelétricas (EPE, 2007b).

Em julho de 2010, foi realizado o segundo leilão, que resultou na contratação de potência instalada de 2.892 MW (1.685,6 MW para entrar em operação em janeiro de 2013), correspondentes a 1.159,4 MW médios, com uma expectativa de investimentos de aproximadamente R\$ 9,7 bilhões. A tabela 12 mostra os resultados em potência contratada e o valor da tarifa resultante nesse leilão (EPE, 2010).

No total, os quatro leilões específicos realizados entre 2007 e 2010 arremataram 3.333 MW médios e tiveram um resultado mais positivo por associar uma tarifa diferenciada com a obrigação de contratos de longo prazo e a conexão dos empreendimentos à rede. Todavia, o país ainda não tem uma política de longo prazo de incentivos a estas fontes, já que não há preceito legal obrigando a realização periódica dos leilões (Pereira, 2011).

No recente leilão de energia (A-3 e reserva / 2011), 73% da capacidade total contratada de 3.962,7 MW são provenientes de fontes renováveis: hídrica, eólica e biomassa.

Nessa licitação, o preço médio para a energia contratada para 2014 foi 102,07 R\$/MWh e no caso da capacidade de reserva a venda de energia ocorreu a um preço médio final de R\$ 99,61/MWh. Esses leilões indicaram a viabilidade da competição de mercado entre as fontes eólica e gás natural, devido à redução dos preços dos projetos eólicos.

Acredita-se que os leilões devam ser mantidos como estímulo à participação das energias renováveis na matriz energética brasileira, na medida em que tal formatação procura assegurar a modicidade tarifária e remunerar de forma equilibrada os produtores de energia. Todavia, é preciso observar que Brasil carece de uma política de longo prazo de incentivos às fontes renováveis de energia, com uma legislação clara que prescreva a realização periódica dos leilões, com preços e quotas de energia previsíveis. É necessário que “o preço de referência das energias negociadas no leilão viabilize economicamente as usinas de geração renovável e que a quantidade de energia negociada tenha um volume capaz de estimular o mercado” (Baitelo et al., 2009).

Tabela 12 – Resultado final dos leilões de fontes alternativas 2010

Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Energia negociada (MWh médios)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica	70	2.047,8	899	130,86
Biomassa	12	712,9	190,6	144,20
PCH	7	131,5	69,8	141,93
TOTAL	89	2.892,2	1.159,4	133,56

Fonte: EPE, 2010

Cabe mencionar a iniciativa da ANEEL regulamentando na Resolução Normativa nº 83/2004, a utilização de tecnologias como sistemas fotovoltaicos e PCHs para eletrificação de domicílios isolados, denominados Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes - SIGFI (ANEEL, 2004). A partir dessa resolução, foram equacionados aspectos de qualidade do suprimento em termos compatíveis com as fontes, orientando as empresas de distribuição de eletricidade a utilizar sistemas fotovoltaicos para cumprimento das metas de universalização, permitindo atender com economicidade a expressiva parcela da população ainda sem serviços de eletricidade e afastadas das linhas de distribuição.

Tabela 13 – Resultado final dos leilões de energia 2011 (A-3 e reserva)

Fonte	Projetos Contratados	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)
Eólica	78	1.928,8	913,0
Biomassa	11	554,8	261,2
Hídrica	1	450,0	209,3
Gás Natural	2	1.029,1	900,9
Total	92	3.962,7	2.284,4

Fonte: EPE, 2010

Biocombustíveis: produção e uso

Para o fomento da produção e uso de biocombustíveis, tem sido implementadas no Brasil políticas públicas bem diversas para o etanol e o biodiesel. No caso do etanol de cana, promovido com estímulos à construção de usinas e formação de canaviais, permanecem apenas alíquotas tributárias diferenciais em relação aos combustíveis convencionais derivados de petróleo (isenção da CIDE, menor ICMS). Os preços da gasolina vêm sendo mantidos em níveis inferiores à paridade internacional, reduzindo de forma marcante a competitividade do etanol no mercado brasileiro.

O quadro para o biodiesel é bastante diferente. Com enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional, o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), lançado em 2005, determinou a mistura compulsória de biodiesel ao diesel distribuído aos postos brasileiros, em níveis crescentes.

Desde de 2010 (antecipando a meta de 2012), o teor de biodiesel no diesel passou a ser de 5%, assegurando uma demanda anual da ordem de 2,3 bilhões de litros. Esse quadro favorável, com demanda assegurada e preços definidos em leilões, estimulou uma rápida expansão da capacidade instalada, alcançando 65 usinas. Nesse ano foram produzidos 1,6 bilhões de litros, essencialmente a partir de óleo de soja (83%) e sebo bovino (13%) (ANP, 2011).

No caso do biodiesel, os indicadores de sustentabilidade dependem da matéria-prima utilizada. Nos cultivos mais destacados, soja, mamona e dendê, a produtividade agroindustrial é respectivamente 600, 800 e 5.000 litros/hectare. O balanço energético é pouco atraente para a soja e a mamona e bem melhor para o dendê, confirmando a baixa adequação daqueles cultivos para a produção de energia. Com relação ao preço, o óleo de mamona é muito valorizado, sendo desaconselhada sua utilização como combustível. No caso do sebo, subproduto da indústria da carne, a produção de biodiesel se mostra interessante.

Considerados os vinte leilões promovidos pela ANP desde 2005, o preço médio do biodiesel foi 2,42 R\$/litro (ANP, 2011), bem superior ao preço do diesel substituído, significando um custo global adicional de aproximadamente R\$ 3,6 bilhões, absorvido pelos consumidores de diesel e pela renúncia fiscal da União e dos estados.

O impacto da produção de biodiesel de soja sobre a importação de diesel é atenuado pelo elevado consumo energético dessa cultura. No tocante aos aspectos sociais, os mecanismos concebidos para promover a agricultura familiar, como o Selo Social, têm sido questionados, já que os pequenos produtores participam de modo limitado da cadeia do biodiesel. Ao lançar o PNPB, o objetivo era beneficiar 348 mil famílias rurais até 2011, mas ao final de 2010 se estimou o envolvimento efetivo de 100 mil famílias, 73% delas vinculadas à Petrobras Biocombustíveis que representa cerca de 10% da produção (BiodieselBR, 2011). Desse modo, e salvo exceções, a produção de biodiesel no Brasil se mostra limitadamente sustentável em seu formato atual.

O governo reconhece essas limitações e tem introduzido ajustes e promovido outras matérias-primas, principalmente as palmáceas, com resultados promissores. Existem investimentos importantes na formação de cultivos de palma na Amazônia Oriental (Pará e Maranhão), balizados pelo Zoneamento Agroecológico do Dendzeiro lançado em maio de 2010 e envolvendo empresas como a Petrobras e a Vale, visando o mercado interno e a exportação de biodiesel.

A evolução acelerada da produção de biodiesel no Brasil nos últimos anos e os atuais questionamentos desse programa evidenciam tanto o papel relevante dos mecanismos de estímulo na construção de uma infraestrutura produtiva, quanto reforça a necessidade de que estudos sobre a sustentabilidade das rotas tecnológicas e cadeias produtivas sejam promovidos para fundamentar as decisões governamentais.

A produção e o uso de biocombustíveis têm um impacto direto nas emissões de GEE no setor de transporte, dependendo da eficiência de cada rota tecnológica. Reconhecendo esse potencial, o Plano Nacional de Mudança de Clima (2008) recomenda reforçar a participação do etanol e do biodiesel na matriz energética e indica que o uso do etanol combustível, no período de 1970 a 2007, evitou a emissão de 800 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera (CIMC, 2007).

Eficiência energética

Tradicionalmente, a problemática energética é considerada desde a perspectiva da oferta, observando de forma secundária os aspectos de uso racional e integração, mais valorizados apenas em situações de crise, como ocorreu em 2001. Ainda assim, é parte inerente das responsabilidades de um governo no campo energético a promoção das tecnologias eficientes e a adoção de padrões racionais no uso da energia, nos diversos setores.

A seguir se apresentam os principais programas e ações de eficiência energética existentes no âmbito do governo federal.

1) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL): primeira iniciativa sistematizada de promoção do uso eficiente de energia elétrica no país, criado em 1985 e vinculado à Eletrobrás. Em 2010, foram investidos R\$ 76,23 milhões e foi alcançada uma economia de 6,16 GWh (1,47% do consumo total de eletricidade no país) e uma redução de 2.425 MW na demanda de ponta, devido ao Selo PROCEL (PROCEL, 2011).

2) Programa Nacional de Racionalização do Uso de Derivados de Petróleo e do Gás Natural (CONPET): instituído em 1991 e vinculado à Diretoria de Serviços da Petrobras. Em 2009, foram aplicados R\$ 7,0 milhões, oriundos do orçamento da estatal e destinados a programas como o monitoramento do desempenho de frotas e o Selo CONPET, criado em 2005 (Haddad, 2010).

3) Programa de Eficiência Energética (PEE): desenvolvido pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, aplicando recursos cobrados dos consumidores via encargo tarifário, nos termos da Lei 9.991/00. O PEE é gerenciado pela ANEEL. Considerando as atividades de 61 concessionárias, em 2007 foram aplicados R\$ 261 milhões, prevendo-se economias de energia de 369 GWh (Haddad, 2010).

4) Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE): criado em 1984, visa informar aos consumidores, sobre o consumo de energia e a eficiência de equipamentos. O INMETRO é o órgão responsável por esse programa, que cobre 21 categorias de produtos, com 2.341 modelos qualificados, incluindo refrigeradores, motores elétricos, fogões, coletores solares e automóveis. Em um trabalho conjunto entre o PBE e o PROCEL e o CONPET, são atribuídos os Selos PROCEL e Selo CONPET aos melhores produtos, informação complementar à etiqueta. A adesão dos fabricantes a esses programas em princípio é voluntária, mas progressivamente têm sido introduzidos regulamentos compulsórios.

5) Lei de Eficiência Energética (Lei 10.295/01), que instituiu o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE), com a função de elaborar um programa de metas compulsórias de desempenho (eficiência mínima ou consumo máximo) para os equipamentos regulamentados, como os motores elétricos, lâmpadas fluorescentes compactas, refrigeradores e aquecedores de água a gás. Entre as medidas implementadas destacam-se a regulamentação de um nível mínimo de eficiência para lâmpadas, que proíbe a comercialização de incandescentes no mercado brasileiro, a partir de 2012.

Apesar da existência dos programas e dessa base legal, os resultados alcançados são ainda muito modestos, quando comparados com o quadro observado em outros países ou com as possibilidades e necessidades do Brasil.

Efetivamente a eficiência energética é um tema de reduzida prioridade na agenda governamental brasileira e praticamente não têm sido realizadas ações significativas para formar uma cultura de uso racional de energia pela população. “As diversas iniciativas relacionadas com eficiência energética praticadas no país não configuraram uma ação coordenada, sistemática e contínua, com investimentos programados e metas físicas integradas ao planejamento do setor energético e, conseqüentemente à política energética nacional” [Jannuzzi, 2010].

Cabe registrar o esforço para a elaboração de um Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEE sob a liderança do Ministério das Minas e Energia. O objetivo principal é organizar e orientar as políticas públicas para conseguir maior sinergia das instituições e ações de eficiência energética no país, de forma integrada ao PNE.

O potencial existente de economia de eletricidade e combustíveis junto aos consumidores é considerável, como mostram estudos independentes e a experiência de diversos países.

No PNE 2030, foi traçada uma meta de economia de energia elétrica de 10%, entretanto não está claro como alcançar ou como avaliar essa meta. Considerando casos reais, o custo da energia economizada no Brasil é da ordem de 75 R\$/kWh, bem inferior ao custo marginal de expansão, estimado acima de 138 R\$/kWh. A figura 24 apresenta a síntese de um estudo sobre o potencial e os custos associados na promoção de medidas de eficiência no setor industrial, preparada com base em 217 projetos do Programa PEE/ANEEL em 13 setores industriais, relacionando o Custo da Energia Conservada em R\$/MWh (considerando uma vida útil média do projeto de 10 anos e uma taxa de desconto de 12%) e o potencial de economia setorial, em MWh [CNI, 2009].

(44

Figura 24 – Potencial setorial e custos da energia conservada (CEC) para setores industriais no Brasil [CNI, 2009]

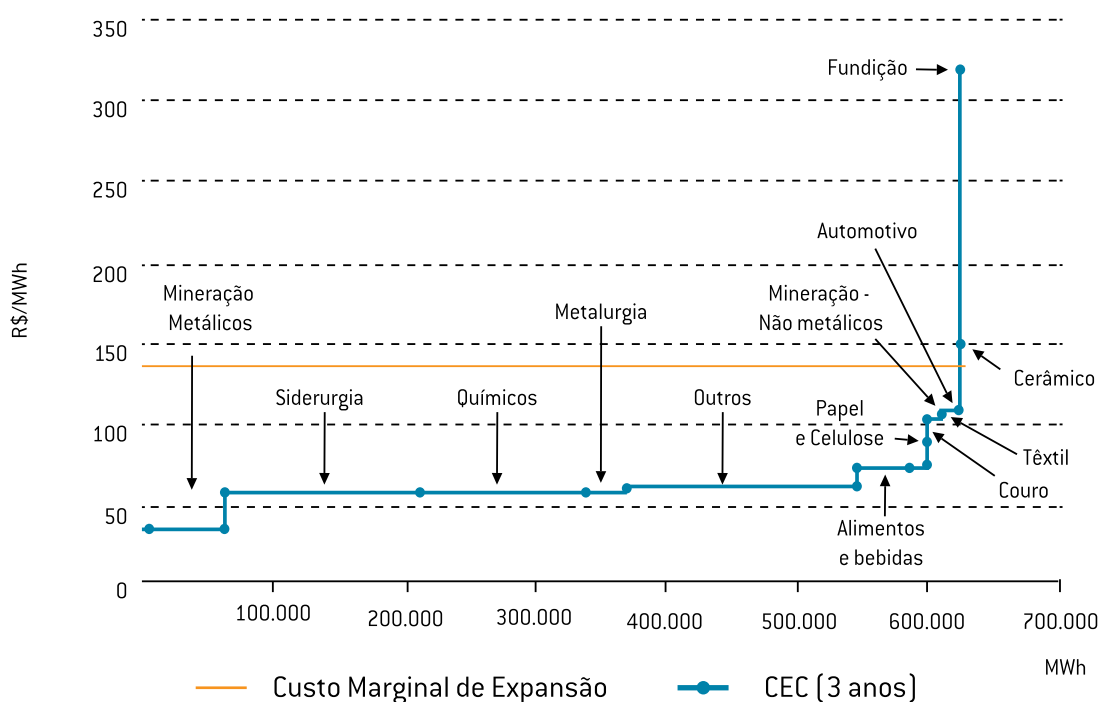
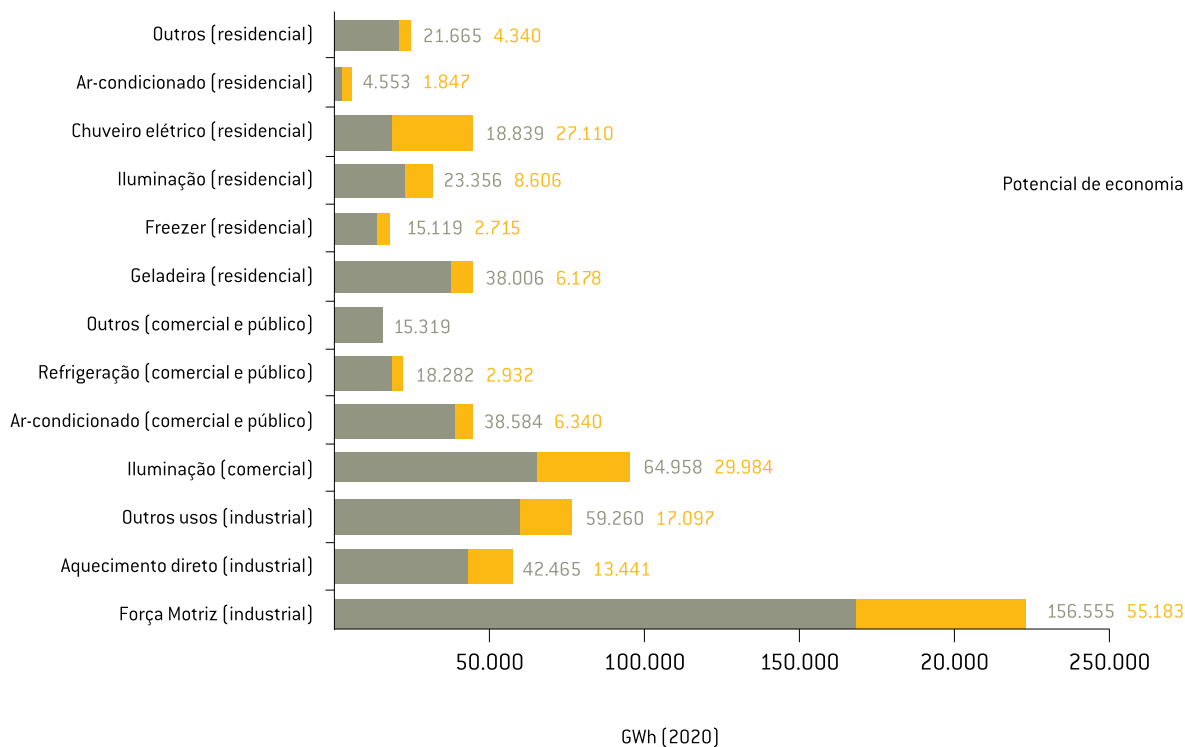
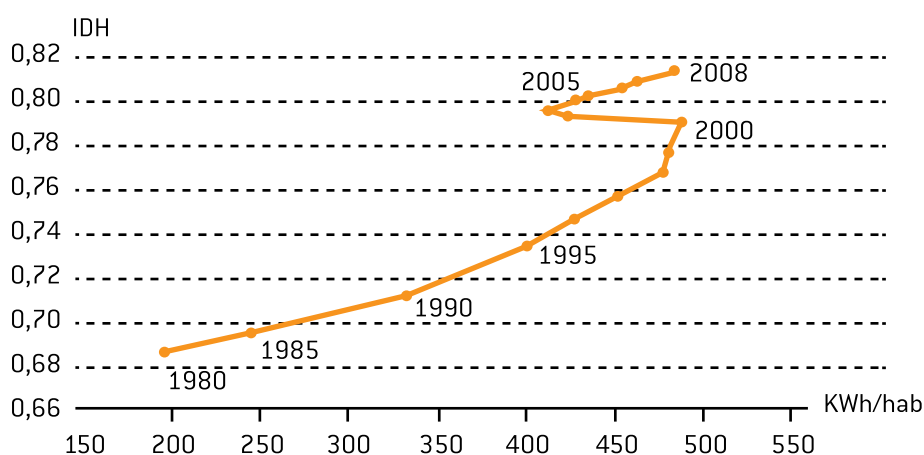


Figura 25 – Energia por setor e usos finais para 2020 (Jannuzzi, 2007)



A figura 25 apresenta uma avaliação para 2020 do potencial de economia de energia por uso final e por setor (Jannuzzi, 2007). A adoção de práticas eficiente pode introduzir um padrão de desenvolvimento mais sustentável e que deve ser preservado, com a relação entre o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e o consumo residencial *per capita* de energia elétrica no Brasil nas últimas décadas. A adoção compulsória de práticas energéticas eficientes promoveu uma significativa redução no consumo de energia, com continuidade nos ganhos de qualidade de vida.

Figura 26 – Relação entre o IDH e o consumo residencial per capital de energia elétrica no Brasil (MME, 2011 e PNUD, 2010)



CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Da análise do contexto energético brasileiro, da revisão do potencial e do quadro institucional em relação às energias renováveis, fica patente a existência de perspectivas para a promoção de uma Economia Verde, baseada em fontes energéticas com baixo teor de carbono, com uso racional e eficiente dos recursos naturais. Existem abundantes recursos naturais, tecnologias estão disponíveis e os caminhos têm sido construídos. O percurso do setor energético brasileiro vem desenhando um quadro em que as energias renováveis respondem por quase metade da oferta de modernos vetores energéticos, significando menores emissões de GEE e interação mais complexa com o meio natural e o sistema socioeconômico.

Para a progressiva construção desse contexto, o governo brasileiro desempenhou um papel central, principalmente mediante créditos fiscais para investimentos, empréstimos, financiamentos e licitações públicas, colocando o Brasil entre os países que mais estimulam a produção de energia renovável (KPMG, 2011). Em uma vertente complementar, a eficiência energética tem sido pouco valorizada, com seu potencial quase inexplorado. Embora seja reconhecido esse potencial para a consecução de um futuro energético desejável, existem perspectivas preocupantes.

É possível que, a um só tempo, as descobertas de massivas reservas de hidrocarbonetos fósseis na plataforma continental brasileira reforcem posturas lenientes com a eficiência energética e de desestímulo às fontes renováveis de energia, que se manifestam tanto mediante um imobilismo institucional no tocante às ações de fomento à eficiência, como através de um “populismo energético” que estabelece preços dos energéticos de forma opaca e reduz de forma sensível o espaço para as formas mais sustentáveis de energia, ignorando suas externalidades e benefícios estratégicos. Tem-se assim um quadro adverso que, quase paradoxalmente, decorre da abundância dos recursos primários de energia e de uma visão de curto prazo.

Para a superação desse risco é imperativo a proposição, a discussão e a adequada implementação de políticas públicas, que articulem as ações de governo, conjuguem os esforços públicos e privados e sinalizem aos agentes econômicos e à sociedade os objetivos de desenvolvimento de sistemas energéticos baseados em energias renováveis e com claro estímulo à eficiência, à redução de perdas e ao uso racional de energia. Uma proposta como o PNEE ora em preparação parte desses propósitos. Entretanto, é preciso observar que para alcançar seus objetivos, as políticas públicas demandam uma institucionalidade preparada e valorizada, um bom planejamento e continuidade na disponibilidade de recursos humanos e financeiros.

Como contrapartida, é relevante que as políticas públicas sejam regularmente acompanhadas, apresentando sua evolução mediante indicadores claros e objetivos, eventualmente desagregados em setores, usos e fontes, mas necessariamente atrelados aos resultados esperados e regularmente informados à sociedade.

Sem demérito das diversas ações e programas em curso, em alguns casos é evidente a urgente necessidade de se definir uma Política para as Energias Renováveis, organizando as diversas ações de governo nesse campo, articulando melhor o desenvolvimento do setor energético com as políticas ambiental, de ciência e tecnologia, industrial, agrícola, entre outras. Certamente uma Política para as Energias Renováveis poderá dar a necessária previsibilidade das ações de governo, reduzindo os riscos e delimitando melhor os espaços empresariais.

Os investimentos requeridos para o desenvolvimento das energias renováveis são realmente relevantes e justificam a existência de políticas consistentes. Segundo estimativas do MME, os investimentos totais em energia atingirão R\$ 767 bilhões nos próximos 10 anos, sendo que entre 2008 e 2017 serão necessários investimentos de R\$ 50 bilhões no setor de biocombustíveis, correspondendo a R\$ 40 bilhões para a produção de etanol e R\$ 9 bilhões para infraestrutura (EPE, 2009). Este montante pode ser superado em função das respostas do mercado. Para o caso do biodiesel, a previsão de R\$ 1 bilhão foi largamente ultrapassada, com expectativas ajustadas de investimentos da ordem de R\$ 15 bilhões. E considerando as metas de implantação de usinas termelétricas a bagaço de cana e capim elefante, conforme prevê o PDEE 2017, serão requeridos para essa tecnologia R\$ 142 bilhões nos próximos anos (IPEA, 2010).

Uma das lições importantes indicadas pela conjuntura atual pode ser observada cotejando as rotas tecnológicas com vetores energéticos finais similares, mas vivenciando condições diferentes. No setor elétrico tem-se de um lado a expansão da geração a partir de energia eólica, conforme indicam os resultados dos leilões da EPE, e, de outro lado, o processo de estancamento na construção de PCH's e uma tímida participação das centrais a biomassa nesses leilões. No contexto dos biocombustíveis, tem-se um quadro difícil para o etanol de cana-de-açúcar, em que o governo intervém, reduzindo o teor de etanol na gasolina e mantendo a gasolina a preços controlados, e o entusiasmo na produção de biodiesel, que solicita o incremento no teor desse biocombustível no diesel, buscando utilizar sua ampla capacidade instalada.

Não é difícil perceber que as diferenças a favor das alternativas melhor posicionadas decorrem essencialmente de medidas governamentais, seja promovendo uma importante desoneração tributária e isenções fiscais nos aerogeradores e sistemas associados às centrais eólicas, benefício ainda não estendido às PCH's e centrais a biomassa, seja assegurando preços baseados em custos de oportunidade e garantindo mercado futuro nos leilões para o biodiesel, situação completamente diferente daquela observada entre os produtores de etanol, cujo produto ainda é comercializado essencialmente em contratos de curto prazo, a preços de mercado.

O Brasil avançou no planejamento de sua geração e uso de energia nos últimos anos, envolvendo objetivos diversos e algumas vezes conflitantes, entre eles: o suprimento da demanda a custos relativamente baixos; a diversificação das fontes de energia, a redução dos riscos de desabastecimento, a promoção de uma competição equilibrada e a defesa do abuso econômico, promovendo o controle de impactos ambientais e sociais, que permita potencializar os efeitos positivos e reduzir os impactos indesejáveis no desenvolvimento do setor energético. As fontes renováveis de energia e a eficiência podem ser essenciais para atingir soluções de compromisso entre estes objetivos; tal como se pretende alcançar nos melhores cenários desenhados no PNE 2030. Mas para tanto o planejamento deve ser suportado por políticas energéticas de longo prazo, com embasamento legal e suportadas pelo Conselho Nacional de Política Energética.

Tendo em vista a amplitude dos setores e contextos a serem abrangidos, a seguir se apresenta um conjunto de temas a considerar para eventual inclusão no corpo de políticas energéticas (Greenepeace, 2010). Embora algumas dessas propostas já tenham sido implementadas de alguma maneira no Brasil, há um amplo leque de alternativas a serem avaliadas, tendo em vista os condicionantes técnico-econômicos e as disponibilidades tecnológicas, para promover a racionalidade e a Economia Verde no setor energético.

Reformas necessárias no setor elétrico

- Planejamento integrado e uniforme de recursos, visando à minimização de impactos e custos energéticos dos pontos-de-vista econômico, social e ambiental;
- Preço justo e transparente para a energia em toda a rede, com reconhecimento e remuneração para os benefícios da geração distribuída;
- Esclarecimento sobre a composição de matrizes energéticas e de seus impactos socioambientais, de modo a possibilitar que os consumidores façam uma opção consciente das fontes energéticas;
- Estabelecimento de tarifas de eletricidade progressivas para que o preço do kWh custe mais para quem consome mais – e não o contrário;
- Gerenciamento da demanda com o objetivo de limitá-la em horário de pico e maximizar a operação de sistemas de geração, para evitar que eles fiquem ociosos em parte do tempo, ou que novas usinas sejam construídas apenas para atender a esse horário;
- Tarifas energéticas que reflitam os impactos socioambientais da geração e da transmissão de energia.

Recomendações para as políticas energéticas

- Eliminar todos os subsídios para as energias fóssil e nuclear;
- Incorporar os impactos ambientais e sociais aos custos da energia, visando revelar os preços reais da geração fóssil e nuclear;
- Priorizar sistemas e usinas de energias renováveis no acesso à rede elétrica;
- Estabelecer uma política ou marco regulatório para o desenvolvimento de novas formas de energia renovável;
- Estipular rigorosos padrões de eficiência para todos os equipamentos elétricos, edifícios e veículos;
- Financiar fundos de pesquisa e desenvolvimento para renováveis e eficiência energética.

Tais constatações reforçam a importância e a urgência de que políticas públicas voltadas para a promoção das energias renováveis sejam desenvolvidas de forma estruturada e harmônica, reconhecendo a base de recursos e competências existente, resgatando o rol estratégico dessas energias e promovendo seus benefícios diferenciados em relação às energias convencionais.

ABEEólica, Potência dos ventos já atrai R\$ 30 bi em parque gerador, Associação Brasileira de Energia Eólica, São Paulo, 2011. // ABRELPE, Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil, Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais, São Paulo, 2011. // ANEEL, Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes, Resolução Normativa nº 83/2004, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2004. // ANEEL, Banco de Informações de Geração, Agência Nacional de Energia Elétrica, disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil>, consultado em julho de 2011. // ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2011 (dados referentes a 2010), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Rio de Janeiro, 2011. // Baitelo, R., Pereira, O. S., Furtado, M., Perspectivas de Políticas Públicas para Energias Renováveis no Brasil, 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, Ubatuba, 2009. // BiodieselBR, Sem a Petrobras programa social do biodiesel é um fracasso, BiodieselBR, Curitiba, setembro 2011. // BNDES, Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, co-edição com CGEE, CEPAL e FAO, Rio de Janeiro, 2008. // Carpentieri, E., Future Biomass Based Energy Supply in Northeast Brazil, Biomass and Bioenergy, Vol. 4 (3), 1993. // Castro, J. N., Dantas, G.A., Lições do PROINFA e do Leilão de Fontes Alternativas para a Inserção da Bioeletricidade Sucroalcooleira na Matriz Elétrica Brasileira, GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2008. // CGEE, Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo - Fase 1, NIPE/UNICAMP e Centro de Gestão de Estudos Estratégicos, Campinas, 2005. // CIMC, Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), Decreto nº 6.263/2007, Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima, Brasília, 2007. // CNI, Eficiência energética na indústria, Projeto CNI/Eletróbrás, Confederação Nacional da Indústria, Brasília, 2009. // Colle, S., Pereira, E.B., Atlas de Irradiação Solar do Brasil, Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), Brasília, 1998. // CONAB, Os Fundamentos da Crise do Setor Sucroalcooleiro no Brasil, Superintendência de Informações do Agronegócio, Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília, 2009. // CONAB, Perfil do Setor do Açúcar e do Alcool no Brasil (Safrá 2008-2009), Superintendência de Informações do Agronegócio, Companhia Nacional de Abastecimento, Brasília, 2010. // Cortez, L.A.B., A Preliminary Assessment of Sugarcane Feedstocks in LA and AF (considering the Brazilian experience), BIO World Congress, Toronto, 2011. // CRESESB, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, Grupo de Trabalho de Energia Solar, CEPEL, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999. // DASOL, Mercado de Coletores Solares no Brasil, Departamento Nacional de Aquecimento Solar, Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento (Abrava), São Paulo, 2011. // DWI, Wind Turbine Grid Connection and Interaction, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 2001. // ELETROBRAS, Sistema de Informações do Potencial Hidráulico (SIPOT), Departamento de Planejamento de Geração, Diretoria de Planejamento e Engenharia, Rio de Janeiro, Fevereiro de 2011. // Elia Neto, A., Uso e Reúso de Água na Indústria Canavieira. Em: Workshop de Produção de Etanol por Recursos Hídricos, CTBE, Campinas, 2010. // EMBRAPA, Projeto Propalma, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Brasília, 2011. // EPA, Renewable Fuel Standard (RFS), disponível em <http://www.epa.gov/otaq/fuels/>, consultado em setembro de 2011. // EPE, Fontes Renováveis - estudos preliminares, Plano Nacional de Energia 2030, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2006. // EPE, Geração termelétrica a partir da biomassa, Plano Nacional de Energia 2030, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2007^a. // EPE, 1º Leilão de Energia de Fontes Alternativas agrega 638,64 MW ao SIN, Informe à imprensa, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2007b. // EPE, Plano Nacional de Energia 2030, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2008. // EPE, Investimentos em energia atingirão R\$ 767 bilhões nos próximos 10 anos, Informe à imprensa, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2009. // EPE, Leilões de Fontes Alternativas contratam 89 usinas, com 2.892,2 MW, Informe à imprensa, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2010. // EPE, Plano Decenal de Energia, PDEE 2020, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2011a. // EPE, Leilões de Energia A-3 e Reserva de 2011 contratam 92 projetos, somando 3.962,7 MW, Informe à imprensa, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2011b. // FBDS, Guia de Referência para o Encaminhamento de Projetos de Produção e Uso de Biodiesel e Etanol ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, Rio de Janeiro, 2007. // Gnansounou, E., Dauriat, A., Ethanol fuel from biomass: A review, Journal of Scientific & Industrial Research, Vol. 64, 2005. // Goldemberg, J., Coelho, S.T., Nastari, P.M., Lucon, O., Ethanol Learning Curve: the Brazilian Experience. Biomass and Bioenergy, Vol. 26(3), 2004. // Goldemberg, J., Energia e Desenvolvimento Sustentável, Série Sustentabilidade, Blucher, Rio de Janeiro, 2010. // Greenpeace, [R]evolução energética: a caminho do desenvolvimento limpo, Greenpeace Internacional e Conselho Europeu de Energia Renovável, São Paulo, 2010. // Haddad, J., Uso Racional de Energia no Brasil, Centro de Excelência em Eficiência Energética - EXCEN, UNIFEI, Itajubá, 2010. // INPE, Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais - SONDA, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, disponível em <http://sonda.ccst.inpe.br/>, consultado em setembro de 2011. // PCC, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, International Panel on Climate Change, editors: Eggleston,

H.S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K., prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Tokyo, 2006. // IPCC, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, International Panel on Climate Change, [O. Edenhofer, R. Pichs Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, 2011. // IPEA, *Biocombustíveis no Brasil, Série Eixos do Desenvolvimento Brasileiro*, No. 53, Rio de Janeiro, 2010 // Jank, M.S., Biofuel Industry: a local and global view, Brazilian Bioenergy Science and Technology Conference (BBEST), Campos do Jordão, 2011. // Jannuzzi, G. M., Romeiro, A., Melo, C., Piacente, F., Esteves, G., Xavier Jr, H., Gomes, R., *Agenda Elétrica Sustentável 2020: Estudo de cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo*, WWF-Brasil, Série Técnica. Brasília, 2007. // Jannuzzi, G.M., Eficiência Energética no Setor Público, Perspectivas dos Investimentos Sociais no Brasil, Estudo 50, Centro de Desenvolvimento e Planejamento Regional, UFMG, Belo Horizonte, 2010. // KPMG, *Taxes and Incentives for Renewable Energy*, KPMG International, 2011. // Macedo, I.C., Estado da Arte e Tendências Tecnológicas para Energia, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos - CGEE, Brasília, 2003. // Macedo, I.C., Seabra, J.E.A., Silva, J.E.A.R., 2008. Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: the 2005/2006 averages and a prediction for 2020, *Biomass and Bioenergy*, Vol. 32(7), 2008. // MAPA, Zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar, Centro Nacional de Pesquisa de Solos, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Brasília, 2009. // Martins FR., Pereira E.B., Abreu S.L., *Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA Project*, *Solar Energy*, Vol. 81(4), 2007. // MCT, Inventário Brasileiro das Emissões de Gases de Efeito Estufa – valores preliminares, Ministério de Ciência e Tecnologia, 2009, disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0207/207624.pdf, consultado em maio de 2011 // MCT, Status atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo, Ministério de Ciência e Tecnologia, junho/2011, disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0217/217019.pdf, consultado em setembro de 2011. // MME, Balanço Energético Nacional 2010, Empresa de Pesquisa Energética/ Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2011. // Moraes, M.A.F.D., Costa, C.C., Guilhoto, J.J.M., Souza, L.G.A., Oliveira, F.C.R., Externalidades sociais dos combustíveis, In: Macedo, I.C., Sousa, E.L. (Org.). Etanol e Bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética, UNICA, São Paulo, 2010. // Moraes, M.A.F.D., Social Externalities of Different Fuels in Brazil, 2nd Workshop on the Impact of New Technologies on the Sustainability of the Sugarcane/ Bioethanol Production Cycle, Centro de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE), Campinas, 2009. // MPX, Aplicações e Conexão à Rede Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos (Planta MPX Tauá de 1 MW), Workshop Inovação para o Estabelecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil, Campinas, 2011. // Nastari, P., País deve acertar a estratégia para o setor de açúcar e etanol, Folha de São Paulo, São Paulo, 02/09/2011. // Nogueira, L.A.H., Does biodiesel make sense?, *Energy*, Vol. 36 (6), 2011. // NREL, Concentrating Solar Power Research Home Page, National Renewable Energy Laboratory, disponível em www.nrel.gov/csp/, consultada em setembro de 2011. // OESP, Cana brasileira já não é a mais barata, O Estado de São Paulo, Caderno Economia, S. Paulo, 05/09/2011. // Pereira, O. S., Reis, T.M., Figueiredo, M.G., Sistema Brasileiro de cap-and-trade no Setor Elétrico, Fundação Brasileira de Desenvolvimento Sustentável, Rio de Janeiro, 2010. // Pereira, O.S., Freitas, M., Relatório Preliminar sobre Sistemas Energéticos (Políticas e Instrumentos), Plano Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC, 2011. // Pereira, O.S., Freitas, M., Relatório Preliminar sobre Sistemas Energéticos (Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos), Plano Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC, 2011. // PETROBRAS, Composição do preço da gasolina ao consumidor, disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/produtos/composicao-de-precos/>, consultado em setembro de 2011. // PNMC, Plano Nacional de Mudança de Clima, Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima, Decreto nº 6.263/2007, Brasília, 2008. // PNUD, Human Development Index tables, disponível em <http://hdr.undp.org/>, consultado em dezembro de 2010. // PROCEL, Resultados do PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, Eletrobrás, Rio de Janeiro, 2011. // PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, Ministério de Minas e Energia, disponível em <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>, consultado em setembro de 2011. // Scandiffio, M.I.G., Infraestrutura e Logística de Transporte de Cana e Etanol, NIPE-UNICAMP, Position Paper apresentado no Workshop Roadmaps e Diretrizes de Políticas Públicas, FEAGRI/UNICAMP, 2009, disponível em <http://www.apta.sp.gov.br/cana/>, consultado em julho de 2010. // SCANIA. "New highly efficient diesel-ethanol engine - ready to cut fossil CO2 emissions by 90%". Scania Press Info, P07503EN, maio 2007. // Seabra, J.E.A. Análise de opções tecnológicas para uso integral da biomassa no setor de cana-de-açúcar e suas implicações. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008. // Souza, Z. J., A bioeletricidade sucroenergética: estágio atual e perspectivas. In: Marjotta-Maistro, M.(org), Desafios e Perspectivas para o Setor Sucroenergético do Brasil, EDUFSCAR, São Carlos, 2011. // Tiago Filho, G.L., Informações pessoais, CERPECH, Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas, UNIFEI, Itajubá, 2011. // UNEP, SWERA Programme - Data for Solar and Wind Renewable Energy, United Nations Environment Programme - UNEP, disponível em <http://swera.unep.net/>, consultado em setembro de 2011. // UNICA, Dados Estatísticos, União da Indústria de Cana-de-Açúcar, disponível em <http://www.unica.com>.

br/dadoscotacao/estatistica/, consultado em setembro de 2011a. // UNICA, Cartilha da Bioeletricidade, Projeto AGORA: agroenergia e meio ambiente, disponível em http://www.bioeletricidade.com/cartilha_bioeletricidade.pdf, São Paulo, 2011b. // Viana, T.S., Rüther, R., Martins, F.R., Pereira, E.B., Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation, *Solar Energy*, Vol. 85(3), 2011. // Zilles, R., Aplicações e Conexão à Rede Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos, Workshop Inovação para o Estabelecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil, Campinas, 2011.MAPA, Zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar, Centro Nacional de Pesquisa de Solos, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Brasília, 2009. // Martins F.R., Pereira E.B., Abreu S.L., Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA Project, *Solar Energy*, Vol. 81(4), 2007. // MCT, Inventário Brasileiro das Emissões de Gases de Efeito Estufa – valores preliminares, Ministério de Ciência e Tecnologia, 2009, disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0207/207624.pdf, consultado em maio de 2011. // MCT, Status atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo, Ministério de Ciência e Tecnologia, junho/2011, disponível em http://www.mct.gov.br/upd_blob/0217/217019.pdf, consultado em setembro de 2011. // MME, Balanço Energético Nacional 2010, Empresa de Pesquisa Energética/Ministério de Energia e Minas, Brasília, 2011. // Moraes, M.A.F.D., Costa, C.C., Guilhoto, J.J.M., Souza, L.G.A., Oliveira, F.C.R., Externalidades sociais dos combustíveis, In: Macedo, I.C., Sousa, E.L. (Org.). Etanol e Bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética, UNICA, São Paulo, 2010. // Moraes, M.A.F.D., Social Externalities of Different Fuels in Brazil, 2nd Workshop on the Impact of New Technologies on the Sustainability of the Sugarcane/Bioethanol Production Cycle, Centro de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE), Campinas, 2009. // MPX, Aplicações e Conexão à Rede Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos (Planta MPX Tauá de 1 MW), Workshop Inovação para o Estabelecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil, Campinas, 2011. // Nastari, P., País deve acertar a estratégia para o setor de açúcar e etanol, Folha de São Paulo, São Paulo, 02/09/2011. // Nogueira, L.A.H., Does biodiesel make sense?, *Energy*, Vol. 36 (6), 2011. // NREL, Concentrating Solar Power Research Home Page, National Renewable Energy Laboratory, disponível em www.nrel.gov/csp/, consultada em setembro de 2011. // QESP, Cana brasileira já não é a mais barata, O Estado de São Paulo, Caderno Economia, S. Paulo, 05/09/2011. // Pereira, O. S., Reis, T.M., Figueiredo, M.G., Sistema Brasileiro de cap-and-trade no Setor Elétrico, Fundação Brasileira de Desenvolvimento Sustentável, Rio de Janeiro, 2010. // Pereira, O.S., Freitas, M., Relatório Preliminar sobre Sistemas Energéticos (Políticas e Instrumentos), Plano Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC, 2011. // Pereira, O.S., Freitas, M., Relatório Preliminar sobre Sistemas Energéticos (Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos), Plano Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC, 2011.



AmBev

